

КАФЕДРА ТЕПЛОГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ВЕНТИЛЯЦИИ

Электронная версия учебно-методического комплекса дисциплины
«Теплоснабжение и генераторы теплоты»

Москва 2021 г.

1 Источники теплоты и виды систем теплоснабжения

1.1 Виды систем теплоснабжения.

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

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

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

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

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

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

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

Классификация потребителей тепла.

Потребителями тепла систем теплоснабжения являются:

- теплоиспользующие санитарно-технические системы зданий (системы отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, горячего водоснабжения);
- различного рода технологические установки, использующие тепло низкого потенциала (до 300 – 350⁰С).

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

- сезонные потребители, нуждающиеся в тепле только в холодный период года, с зависимостью расхода тепла в основном от температуры наружного воздуха, к этой группе относятся системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха;

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

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

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

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

- высокоорганизованное централизованное теплоснабжение на базе комбинированной выработки тепла и электроэнергии на ТЭЦ – теплофикация;
- централизованное теплоснабжение от районных отопительных и промышленно-отопительных котельных;
- децентрализованное теплоснабжение от мелких котельных, индивидуальных отопительных печей и т.д.

Централизованное теплоснабжение представляет собой процесс обеспечения тепловой энергией низкого (до 150^0) и среднего (до 350^0) потенциала нескольких потребителей от одного или нескольких источников.

В систему централизованного теплоснабжения (СЦТ) входят производство, транспортирование, распределение между потребителями и использование теплоты.

СЦТ состоит из источника тепловой энергии (ТЭЦ/котельная), тепловой сети, центрального теплового пункта и потребителей теплоты (системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения), рис. 1.

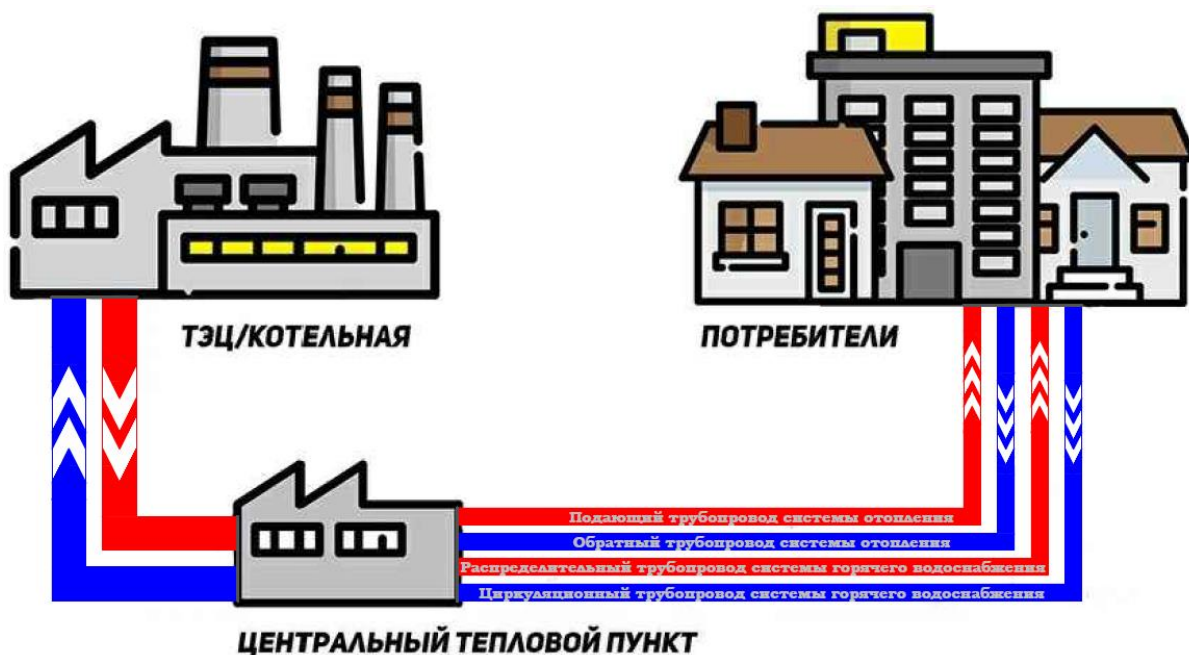


Рис. 1.1 Схема системы централизованного теплоснабжения

Источником тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения могут быть теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), районные (РК) и квартальные котельные. На ТЭЦ осуществляется комбинированная выработка тепла и электроэнергии, обеспечивающая существенное снижение удельных расходов топлива при получении электроэнергии. При этом сначала тепло рабочего тела - водяного пара - используется для получения электроэнергии при расширении пара в турбинах, а затем оставшееся тепло отработанного пара используется для нагрева воды в теплообменниках, которые составляют теплофикационное оборудование ТЭЦ. Горячая вода применяется для теплоснабжения. Таким образом, на ТЭЦ тепло высокого потенциала используется для выработки электроэнергии, а тепло низкого потенциала – для теплоснабжения. В этом состоит энергетический смысл комбинированной выработки тепла и электроэнергии. При раздельной их выработке электроэнергию на конденсационных станциях (КЭС), а тепло – в котельных. В конденсаторах паровых турбин на КЭС поддерживается глубокий вакуум, которому соответствуют низкие температуры ($15-20^0$), и охлаждающую воду не

используют. В результате на теплоснабжение расходуют дополнительное топливо. Следовательно, отдельная выработка экономически менее выгодна, чем комбинированная.

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

2. По роду теплоносителя:

- водяные системы теплоснабжения;
- паровые системы теплоснабжения.

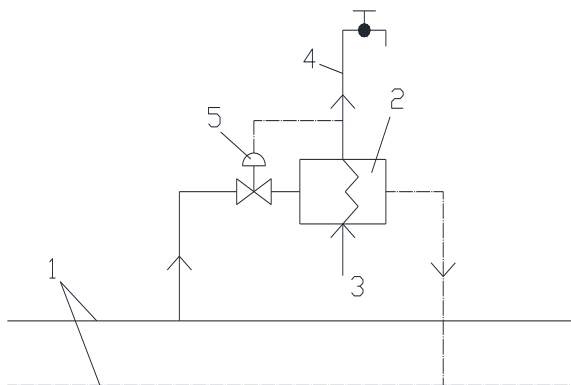
Водяные системы применяют в основном для теплоснабжения сезонных потребителей и горячего водоснабжения, а в некоторых случаях и для технологических процессов.

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

3. По способу подачи воды на горячее водоснабжение:

- закрытые;
- открытые.

а)



б)

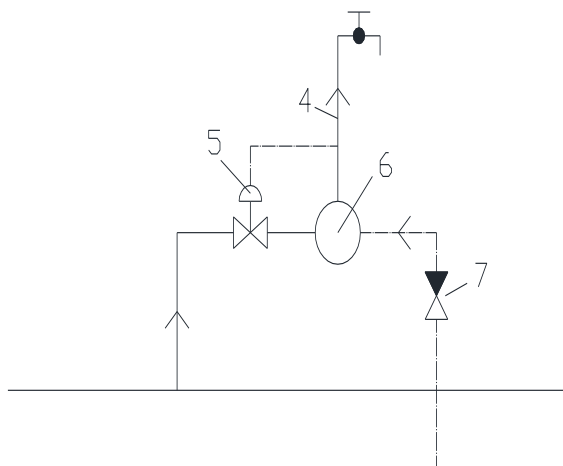


Рис. 1.2. Системы теплоснабжения: а – при закрытой системе; б – при открытой системе; 1 – подающий и обратный трубопроводы тепловой сети; 2 – теплообменник горячего водоснабжения; 3 – холодный водопровод; 4 – местная система горячего водоснабжения; 5 – регулятор температуры; 6 – смеситель; 7 – обратный клапан

При закрытой водяной системе теплоснабжения воду из теплосетей используют только в качестве греющей водопроводную воду в подогревателях поверхностного типа, которая далее поступает в местную систему горячего водоснабжения.

В данных системах теплоснабжения сама вода нигде не расходуется, а циркулирует между источником тепла и местными системами горячего водоснабжения. Иными словами, эти системы закрыты по отношению к атмосфере. Для закрытых систем теоретически справедливо равенство $G_{\text{ух}} = G_{\text{прих}}$, т.е. количество воды, уходящей от источника и приходящей к нему, одинаково. На практике $G_{\text{ух}} > G_{\text{прих}}$. Часть теплоносителя теряется через имеющиеся в системе неплотности: через сальники насосов, компенсаторов, арматуру и др. Эти утечки невелики и при правильной эксплуатации составляют не более 0,5% объема воды в системе. Несмотря на это, даже столь незначительное их количество наносит ущерб, так как в этом случае происходит потеря и тепла, и воды.

В открытых водяных системах теплоноситель поступает к водоразборным приборам местной системы теплоснабжения непосредственно из тепловых сетей. Для открытых систем даже при отсутствии утечек характерно равенство $G_{\text{ух}} > G_{\text{прих}}$. Сетевая вода, выливаясь из водоразборных кранов, вступает в контакт с атмосферой, т.е. такие системы по отношению к атмосфере являются открытыми. Пополнение открытых систем водой происходит, как правило, как и закрытых, у источника тепла, хотя в таких системах возможно пополнение и в других точках системы.

Преимущества открытых систем:

- отсутствие на абонентских вводах поверхностных теплообменников горячего водоснабжения и замена их более дешевыми смесительными устройствами;
- возможность использования в больших количествах низкопотенциального сбросного тепла, имеющегося на ТЭЦ, и в ряде отраслей промышленности, что сокращает расход топлива, идущего на приготовление теплоносителя;
- возможность снижения расчетной производительности источника тепла за счет осреднения расхода тепла на горячее водоснабжение при установке центральных аккумуляторов горячей воды;
- увеличение срока службы местных систем горячего водоснабжения за счет поступления воды, не содержащей агрессивных газов и накипеобразующих солей;
- уменьшение диаметра распределительных сетей холодного водоснабжения (примерно на 16%) за счет подачи теплоносителя для местных систем теплоснабжения по отопительным водопроводам;
- возможность перехода к однотрубным системам при совпадении расходов воды на отопление и горячее водоснабжение.

Недостатки открытых систем:

- необходимость иметь у источника тепла более мощную, чем в закрытых системах, установку по обработке подпиточной воды для предотвращения появления коррозии и накипи в нагревательных установках и тепловых сетях;
- появление цветности в разбираемой воде при недостаточно тщательной обработке воды, загрязнение разбираемой воды и появление в ней постороннего запаха вследствие отложения в радиаторах осадка и развития в них особых бактерий при присоединении радиаторных систем отопления к тепловым сетям через смесительные узлы;
- усложнение контроля за плотностью открытой водяной системы в связи с тем, что количество подпиточной воды не характеризует величину утечки из системы, как в закрытой системе.

Малая жесткость исходной водопроводной воды (1,0...1,5 мг экв/л) обуславливает возможность применения открытых водяных систем, исключая дорогостоящий сложный процесс противонакипной обработки воды. Использование этих системы целесообразно при очень жестких или агрессивных в отношении коррозии исходных водах в связи с тем, что в закрытой водяной системе такой воде необходимо проводить обработку воды на каждом абонентском вводе.

4. По количеству трубопроводов различают:

- однотрубные;
- двухтрубные;
- трехтрубные;
- четырехтрубные;
- комбинированные.

Использование однотрубных систем целесообразно в случае, когда среднечасовой расход сетевой воды, идущий на отопление и вентиляцию,

совпадает со среднечасовым расходом воды, идущей на горячее водоснабжение. Следует отметить, что в большинстве регионов России, кроме самых южных, расчетные расходы сетевой воды, идущей на отопление и вентиляцию, больше расхода воды, идущей на горячее водоснабжение. При таком дисбалансе неиспользованную для горячего водоснабжения воду отправляют в дренаж, что экономически невыгодно.

Наиболее распространенными являются двухтрубные системы (открытые и закрытые), рис. 1.3.

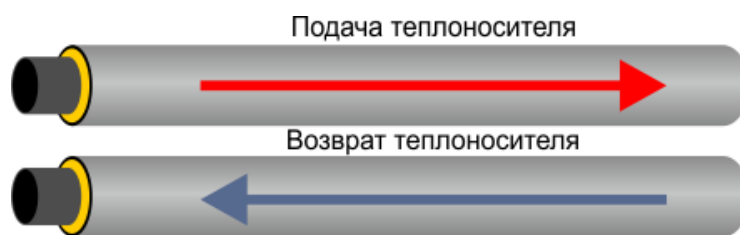


Рис. 1.3. Двухтрубные системы

Одна линия при этом является подающей, вторая – обратной. В обратной линии происходит возврат теплоносителя к источнику нагрева, например, к котельной. Снижение температуры теплоносителя до необходимой для отопления, равно как и нагревание питьевой воды, происходит в теплоснабжающем сооружении.

Трехтрубные комбинированные системы представлены на рис. 1.4.

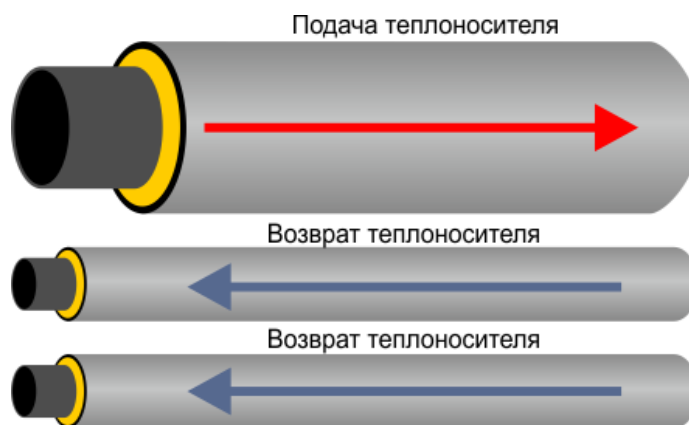


Рис. 1.4. Трехтрубные комбинированные системы

Широкое распространение трехтрубные комбинированные системы получили вследствие изменяющихся условий и требований к тепловой сети уже

после прокладки трубопроводов (при незапланированной ранее застройке уже существующих жилых районов). При необходимости увеличения пропускной способности существующего трубопровода, существующую теплосеть не демонтируют для прокладки новой, а докладывают еще один трубопровод, но большего диаметра. В этом случае подачу воды осуществляют по новой трубе, а возврат теплоносителя – по двум проложенным ранее трубам (одна из которых ранее была подающей), рис. 1.5.

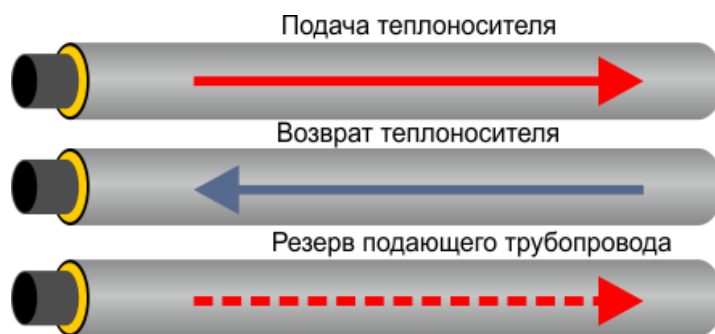


Рис. 1.5. Монтаж трехтрубных тепловых сетей

Представленная на рис. 1.5 схема монтажа трехтрубных тепловых сетей используется крайне редко – в большинстве случаев для снабжения теплом зданий и сооружений, где перебои с отоплением недопустимы (больницы, детские сады, школы, стратегические лаборатории и т.д.). В этом случае к классической двухтрубной системе добавляется третья труба, которая, по существу, является резервным подающим трубопроводом. Эта труба при аварии основного трубопровода будет функционировать только в одну сторону без возврата теплоносителя. В настоящее время на случай аварии устанавливают стационарную модульную котельную.

Трехтрубные системы используются в промышленных системах теплоснабжения с постоянным расходом воды, идущей на технологические нужды. В таких системах две подающие трубы, по одной из которых вода с неизменной температурой поступает к технологическим аппаратам и к теплообменникам горячего водоснабжения, по другой – вода с переменной температурой идет на нужды отопления и вентиляции. Охлажденная вода от

всех местных систем возвращается к источнику тепла по одному общему трубопроводу.

Четырехтрубные тепловые системы представлены на рис. 1.6.

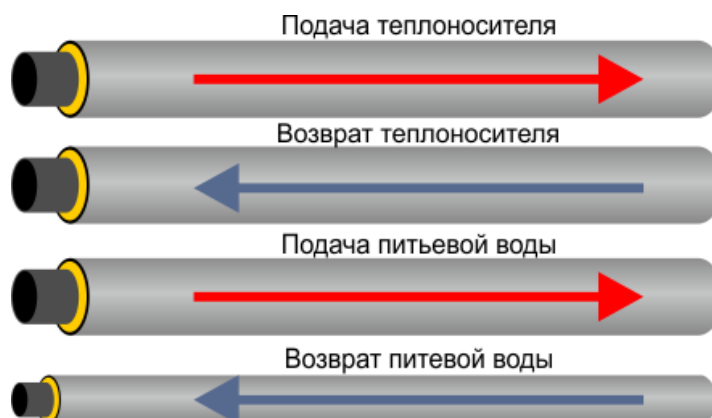


Рис. 1.6. Четырехтрубная тепловая система

Четырехтрубная система применяется, когда потребителю подается и теплоноситель для обогрева здания, и горячая вода системы водоснабжения (питьевая вода). Такое часто встречается при подключении здания к внутриквартальным (распределительным) тепловым сетям уже после теплового пункта, в котором и происходит подгорев питьевой воды до требуемой температуры. Первая и вторая труба, как в случае с двухтрубной системой, отвечают за подачу и возврат теплоносителя к источнику нагрева. Третья же линия, это подача горячей питьевой воды, четвертая – её возврат. На схеме видно, что первая и вторая труба одинакового диаметра, третья может отличаться от первой и второй как в меньшую, так и в большую сторону (это зависит от расхода). Но четвертая труба – всегда меньше по диаметру третьей.

1.2 Источники тепловой энергии

Теплоэлектроцентр (ТЭЦ)

Теплоэлектроцентраль (ТЭЦ) (рис. 1.7), районные котельные (РК) и квартальные котельные являются источником тепловой энергии в системах централизованного теплоснабжения. Теплофикацией принято считать процесс

централизованного теплоснабжения на базе комбинированной, совместной выработки тепло- и электроэнергии. В этом случае сначала тепло водяного пара (рабочего тела) расходуется на получение электроэнергии при расширении пара в турбинах, а затем оставшееся тепло отработанного пара расходуется на нагрев воды в теплообменниках. Таким образом, на теплоэлектроцентрали тепло низкого потенциала (до 150°C) идет на теплоснабжение, в то время как тепло высокого потенциала – на выработку электрической энергии. В этом заключается энергетический смысл комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

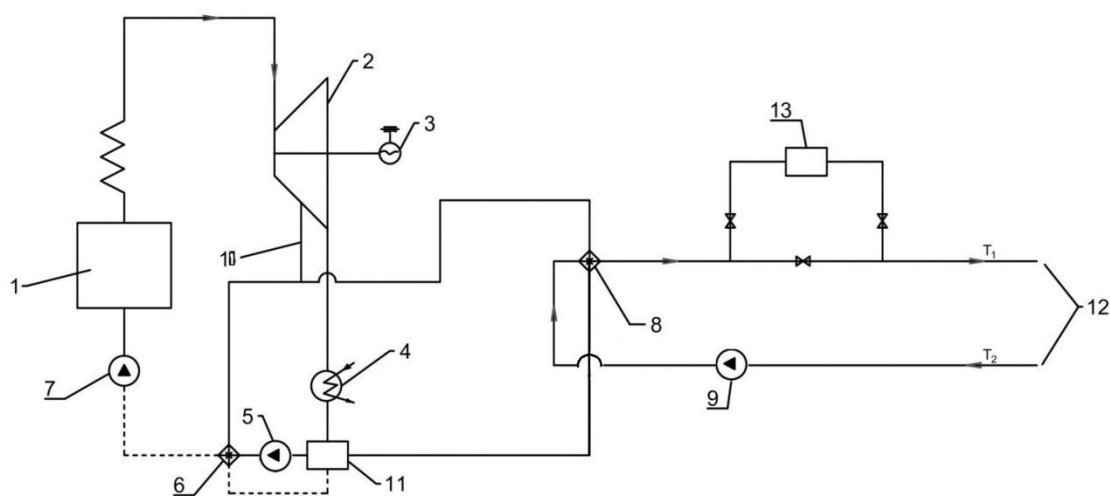
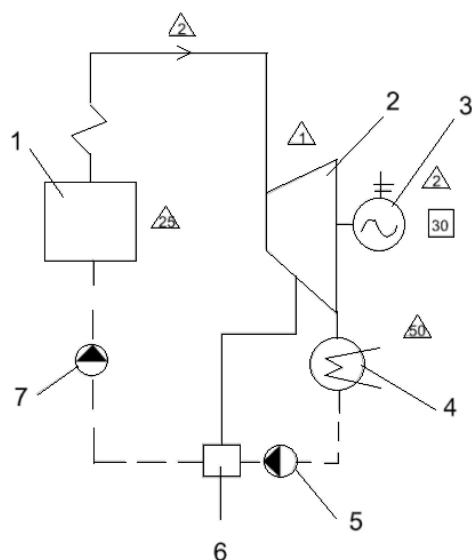


Рис. 1.7. Принципиальная схема ТЭЦ: 1 – паровой котел, 2 – турбина паровая, 3 – электрогенератор, 4 – конденсатор, 5 – конденсационный насос, 6 – регенеративный подогреватель, 7 – питательный насос, 8 – сетевые подогреватели, 9 – сетевой насос, 10 – промежуточный отбор, 11 – конденсатный бак, 12 – тепловая сеть, 13 – пиковый котел

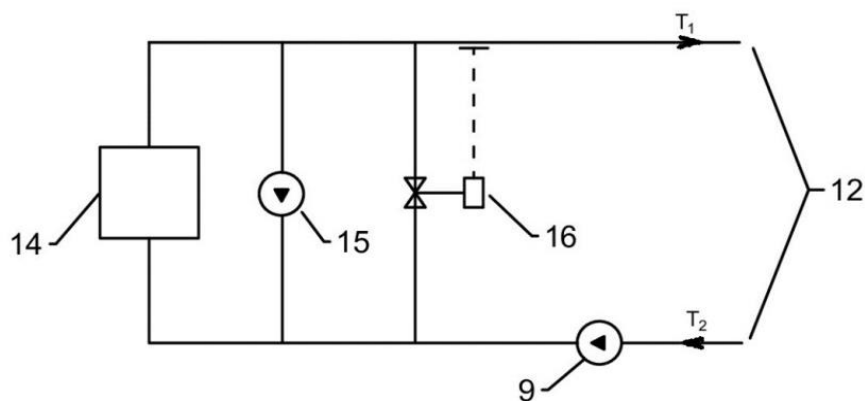
Конденсационные станции и районные котельные

Раздельная выработка электроэнергии происходит на конденсационных электрических станциях (КЭС), тепла – в котельных. В конденсационном цикле тепло, выделившееся в ходе конденсации отработанного пара, равно площади Π (рис. 1.8), передается охлаждающей воде в конденсаторе, который не используют для теплоснабжения вследствие низкой температуры ($25...30^{\circ}\text{C}$). Из

a)



6)



7 – питательный насос; 9 – сетевой насос; 12 – тепловая сеть;

14 – водогрейный котел РТС; 15 – рециркуляционный насос; 16 – регулятор расхода по температуре

В результате сравнения ориентировочных тепловых балансов при комбинированной и раздельной выработке тепловой и электрической энергии выявлено, что при раздельной выработке общая доля полезного использования тепла в два раза меньше, чем на теплоэлектроцентрали. О термодинамических преимуществах выработки теплоэнергии свидетельствует сравнение циклов Ренкина в T - S -диаграмме (рис. 1.9).

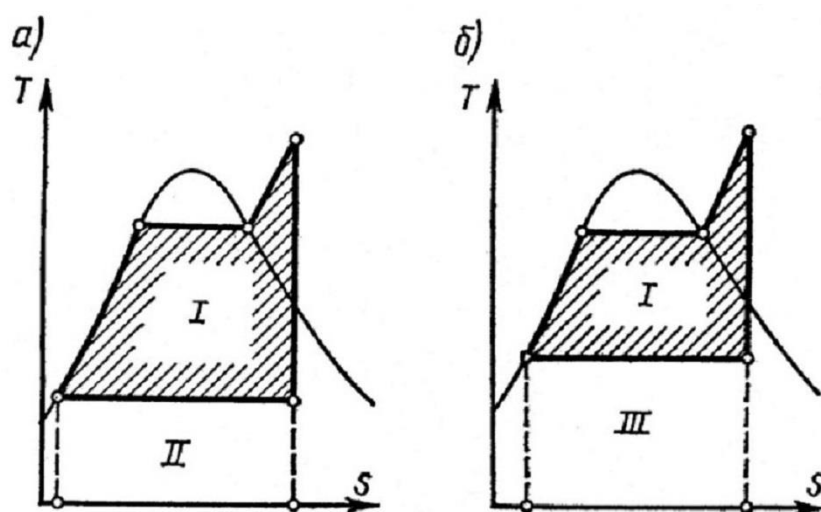


Рис. 1.9. Цикл Ренкина в T - S -диаграмме: а – конденсационный цикл; б – теплофикационный цикл; I – тепло, эквивалентное произведенной механической энергии; II – тепло, отданное конденсирующимся паром в конденсаторе; III – тепло, полезно используемое в теплофикационном подогревателе

В зависимости от вида теплоносителя котельные подразделяются на паровые, пароводогрейные и водогрейные. В городах функционируют крупные районные котельные, тепловая нагрузка которых составляет 100...1000 МВт, квартальные и групповые котельные (10...100 МВт и более), а также мелкие местные и индивидуальные котельные (менее 10 МВт). В крупных котельных происходит более эффективное сжигание топлива, их характерными

особенностями являются меньшие удельные капиталовложения, высокая степень автоматизации производственных процессов, а также совершенная система отпуска тепла потребителям.

Необходимо принимать во внимание тот факт, что при выработке тепла капитальные вложения в теплоэлектроцентрали и тепловые сети значительно больше, чем в конденсационные станции и централизованные системы теплоснабжения от РК. В связи с этим целесообразность сооружения теплоэлектроцентралей обоснована только при больших тепловых нагрузках.

1.3 Тепловое потребление

В зависимости от режима потребления теплоты в течение года тепловые нагрузки делятся на сезонные и круглогодовые. В свою очередь сезонные тепловые нагрузки идут на отопление, вентиляцию, кондиционирование воздуха. Характерное отличие данного вида нагрузок заключается в том, что их график не имеет круглогодичного характера, а действует только на протяжении отопительного сезона. Изменения объема сезонных нагрузок характеризуется географическим положением теплопотребляющего объекта и изменяющимися климатическими условиями.

Сезонные тепловые нагрузки характеризуются относительно постоянным суточным и переменным годовым графиком.

Объем отопительной нагрузки в течение года зависит от метеорологических условий конкретного отопительного периода и может значительно отличаться от величины отопительной нагрузки в предшествующие годы. Теплоустойчивость здания обуславливает суточное изменение величины отопительной нагрузки.

Величина тепловой нагрузки на вентиляцию по часам суток обусловлена от типом теплопотребляющего объекта, его режимом работы и технологией. Если в системах кондиционирования воздуха искусственный холод

вырабатывается на основе использования теплоэнергии из теплосети, то такие системы принято относить к круглогодовым потребителям.

К круглогодовым тепловым нагрузкам относят технологическую нагрузку и нагрузку горячего водоснабжения.

Объем и характер нагрузки горячего водоснабжения зависит от типа теплопотребляющего объекта, степени благоустройства жилых и других зданий, типа теплопотребителей, а также режима потребления горячей воды абонентами.

Поскольку в летний период года температура холодной воды в водопроводе на 10...12 °С выше, чем в зимний, а количество потребителей снижено, тепловая нагрузка на горячее водоснабжение в это время сокращается на 30-35%.

Технологические нагрузки также зависят от типа теплопотребляющего объекта, его режима работы, объема потребляемого тепла и его вида и ряда других факторов.

Основным отличием круглогодовых тепловых нагрузок от сезонных заключается в том, что они не зависят от метеорологических факторов, имеют переменный суточный график и относительно постоянный годовой график.

При проектировании систем теплоснабжения объем тепловых нагрузок рассчитывают по типовым проектам отопления, вентиляции и горячего водоснабжения теплопотребляющих объектов, технологическим проектам или эксплуатационным данным.

При отсутствии вышеуказанных сведений расчетные тепловые нагрузки рассчитывают по укрупненным показателям тепловых нагрузок, из которых наименьшую степень укрупнения имеют показатели по отдельным зданиям, обладающие наибольшей точностью.

1.4 Расходы теплы жилыми и общественными зданиями

Расходы теплы жилыми зданиями

1. Определение расхода тепла на отопление

$$Q_{от} = 1,1(Q_{н.о} + Q_v - Q_{вн}), \text{ Вт.}$$

1,1 – коэффициент, учитывающий дополнительные потери тепла в местной системе отопления, т. е. 10% запас на неучтенные потери;

$Q_{н.о}$ - потери тепла через наружные ограждения, Вт.

Q_v - расход тепла на вентиляцию (инфильтрацию), Вт.

$Q_{вн}$ - тепловые выделения внутри здания, Вт.

а) Потери тепла через наружные ограждения

$$Q_{н.о} = F_{жс} \cdot K_2 \cdot q_{н.о} (t_{вн} - t_{н.о}^p), \text{ Вт}$$

$F_{жс}$ - жилая площадь, м^2 .

$$F_{жс} = N \cdot f_{жс}, \text{ м}^2.$$

$f_{жс} = 12 - 18 \text{ м}^3 / \text{чел}$ - норма жилой площади, приходящаяся на одного человека. В расчетах принимать $18 \text{ м}^3 / \text{чел}$;

N - количество людей;

K_2 - объемный коэффициент здания (зависит от этажности, года строительства, материала из которого построено здание), $\text{м}^3 / \text{м}^2$

$$K_2 = 6,2 \div 7,3 \text{ м}^3 / \text{м}^2$$

$q_{н.о}$ - удельная отопительная характеристика здания (потери теплоты через наружные ограждения здания, отнесенные к его наружному объему и расчетной разности температур).

$$q_{н.о} = \frac{Q_{н.о}}{V_{н}^{жс} \cdot (t_{вн} - t_{н.в}^p)} = 1,06 \cdot \left\{ \frac{P}{S} \cdot [K_{ст} + d \cdot (K_{ок} - K_{ст})] + \frac{1}{H} \cdot (K_{ч} \cdot \varphi_{ч} + K_{пол} \cdot \varphi_{пол}) \right\}, \text{Вт}/\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C};$$

• $V_{н}^{жс}$ - объем здания по наружному обмеру, м^3

$$V_{н}^{жс} = a \cdot b \cdot H \text{ м}^3$$

P- периметр пола здания, м^2 ;

S – площадь пола здания, м^2 ;

$K_{ст}$ – коэффициент теплопередачи наружных стен, $\text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}$;

$$K_{ст} = \frac{1}{R_{ст}}, \text{Вт}/\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C};$$

$R_{ст}$ – термическое сопротивление теплопередаче стен, $\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$;

d – степень остекления (для жилых зданий d – 0,11-0,33)

$\varphi_{ч}, \varphi_{пол}$ – поправочные коэффициенты на расчетный перепад температур для верхнего и нижнего горизонтальных ограждений $\varphi_{ч} = 0,75 - 0,9$; $\varphi_{пол} = 0,5 - 0,7$;

Приведенное сопротивление теплопередаче ограждающих конструкций следует принимать не менее требуемых значений R_0^{mp} , определяемых исходя из санитарно-гигиенических и комфортных условий, и условий энергосбережения.

• Определение $q_{н.о}$ из условий энергосбережения.

В соответствии с СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий находим количество градусосуток отопительного периода (ГСОП):

$$ГСОП = (t_{в} - t_{от.пер}^{cp}) \cdot Z_{от.пер}; ^\circ\text{C} \cdot \text{сут}$$

$t_{в}$ - температура воздуха в помещении $t_{в} = 18^\circ\text{C}$;

$t_{н.о}^{cp}$ - средняя температура отопительного периода, сут.

По таблице СП 50.13330.2012 Тепловая защита зданий. находим исходя из значения ГСОП:

б) расход тепла на вентиляцию (инфильтрацию)

$$Q_{в} = F_{жс} \cdot q_{в}^{жс} \cdot (t_{в} - t_{н.о}^p)$$

• $q_{\text{в}}^{\text{жс}} = l_{\text{вд}} \cdot C$ - удельная вентиляционная характеристика здания;

$l_{\text{вд}}$ - удельный объем воздуха, т.е. кол-во воздуха, поступающего на 1 м^2 жилой площади в 1ч ($\frac{\text{м}^3}{\text{м}^2 \cdot \text{ч}}$)

C - удельная объемная теплоемкость воздуха = $0,35 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}}$

$$q_{\text{в}}^{\text{жс}} = 1 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C}}$$

в) Внутренние тепловыделения (от людей, осветительных приборов, электрических, бытовых приборов, газовых плит).

$$Q_{\text{вн}} = F_{\text{жс}} \cdot q'_{\text{вн}}, \text{Вт}$$

$$\bullet \quad q'_{\text{вн}} = q_{\text{вн}} \left(1 + \frac{F_{\text{кух}}}{F_{\text{жс}}} \right) - \text{суммарные удельные тепловыделения, } \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

$q_{\text{вн}} = 21 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$ - количество бытового тепла на 1 м^2 площади помещений.

$$\frac{F_{\text{кух}}}{F_{\text{жс}}} \sim 0,25$$

$$q_{\text{вн}} = 21 \cdot (1 + 0,25) = 26 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

2. определение расхода тепла на ГВ зимой

$$Q_{\text{гв}}^3 = \frac{N \cdot q_{\text{сут}}^{\text{гв}} \cdot C \cdot (t_{\text{г}} - t_{\text{х}}) \cdot (1 + \beta_{\text{г}})}{24}, \text{Вт}$$

N - количество потребителей

$q_{\text{сут}}^{\text{гв}}$ - расход горячей воды одним жителем в сутки отопительного сезона, $\frac{\text{Вт}}{\text{чел.}}$

$$q_{\text{сут}}^{\text{гв}} = 105 \frac{\text{л}}{\text{сут.} \cdot \text{чел}}$$

C - удельная теплоемкость воды = $1,16 \frac{\text{Вт}}{\text{кг} \cdot ^\circ\text{C}}$

$t_{\text{г}}$ - средняя температура воды в водоразборных стояках системы горячего водоснабжения $t_{\text{г}} = 55^\circ\text{C}$

$t_{\text{х}}$ - температура холодной воды в водопроводе $t_{\text{х}} = 5^\circ\text{C}$

β_z - коэффициент, зависящий от протяженности и мощности системы ГВ, при изолированных водоразборных стояках $\beta_r = 0,05 \div 0,2$; а при неизолированных $\beta_r = 0,1 \div 0,3$.

3. Определение расхода тепла на ГВ летом

$$Q_{\text{зв}}^{\text{л}} = Q_{\text{зв}}^3 \frac{t_z - t_{\text{х.л.}}}{t_z - t_{\text{х.з}}} \cdot \beta_{\text{л}}, \text{Вт}$$

$t_{\text{х.з}}$ и $t_{\text{х.л.}}$ - зимняя (5°C) и летняя (15°C) температура воды в водопроводе.

$\beta_{\text{л}}$ - коэффициент, учитывающий снижение летнего расхода тепла на ГВ по отношению к зимнему расходу; при отсутствии более конкретных данных $\beta_{\text{л}} = 0,8$, за исключением курортных и южных городов, для которых $\beta_{\text{л}} = 1,2$.

Расходы тепла общественными зданиями

1. Определение расхода тепла на отопление

$$Q_{\text{от}}^{\text{общ}} = 1,1 \cdot V_{\text{н}}^{\text{общ}} \cdot q_{\text{от}}^{\text{общ}} (t_{\text{вн}} - t_{\text{н.о}}^{\text{п}}) \cdot (1 + \mu) \cdot \beta_t, \text{Вт.}$$

1,1 – коэффициент учитывающий дополнительные потери тепла в системе отопления;

$V_{\text{н}}^{\text{общ}}$ - объем здания по наружному обмеру, м^3 .

$$V_{\text{н}}^{\text{общ}} = F_{\text{жс}} \cdot K_z \cdot 0,25 \text{ м}^3.$$

$q_{\text{от}}^{\text{общ}}$ - удельный расход тепла на отопление общественных зданий, $\frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}}$

$$q_{\text{от}}^{\text{общ}} = 0,4 \div 0,5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C}}$$

μ - коэффициент, учитывающий расход теплоты на подогрев инфильтрационного воздуха, который при отсутствии приточной вентиляции $= 0,1 - 0,2$; в зданиях с приточной вентиляцией $\mu = 0$.

β_t - температурный коэффициент, учитывающий изменения требуемого термического сопротивления наружных стен в зависимости от $t_{\text{н.о}}$.

2. Расход тепла на вентиляцию

$$Q_в^{общ} = V_n^{общ} \cdot q_в^{общ} (t_{вн} - t_{н.о}^p), Bm$$

$q_в^{общ}$ - удельная вентиляционная характеристика общественных зданий
 $Bm / m^3 \cdot ^\circ C$

$$q_в^{общ} = 0,25 \div 0,35 \frac{Bm}{m^3 \cdot ^\circ C}$$

3. Расход тепла на горячее водоснабжение

$$Q_{ГВ}^{общ} = \frac{q_{сут.ср.}^{общ} \cdot N \cdot C(t_z - t_x)(1 + \beta_t)}{24}, \frac{Bm}{чел}$$

$q_{сут.ср.}^{общ} = 25 \frac{л}{сут. \cdot чел}$ - норма расхода горячей воды для общественных зданий.

Годовой расход тепла жилыми и общественными зданиями

1. Годовой расход тепла на систему отопления.

$$Q_{от}^{год} = (Q_{от}^{ж} + Q_{от}^{общ}) \frac{t_{вн} - t_{н.о}^{ср}}{t_{вн} - t_{н.о}^p} \cdot Z_{от.пер.}, \frac{Bm}{год.чел}$$

2. Годовой расход тепла на систему вентиляции.

$$Q_в^{год} = \frac{Z}{24} \cdot Q_в^{общ} \frac{t_{вн} - t_{н.о}^{ср}}{t_{вн} - t_{н.о}^p} \cdot Z_{от.}, \frac{Bm}{год.чел}$$

Z- число часов работы системы вентиляции $Z = 16 \frac{час}{сут.}$

3. Годовой расход тепла на систему горячего водоснабжения.

$$Q_{зв}^{год} = \sum Q_{зв}^3 \cdot Z_{от.пер.} + \sum Q_{зв}^л \cdot (8400 - Z_{от.пер.}), \frac{Bm}{год.}$$

Суммарный годовой расход тепла жилыми и общественными зданиями.

$$Q_{зв}^{\Sigma} = Q_{от}^{год} + Q_в^{год} + Q_{ГВ}^{год}, \frac{Bm}{год.чел}$$

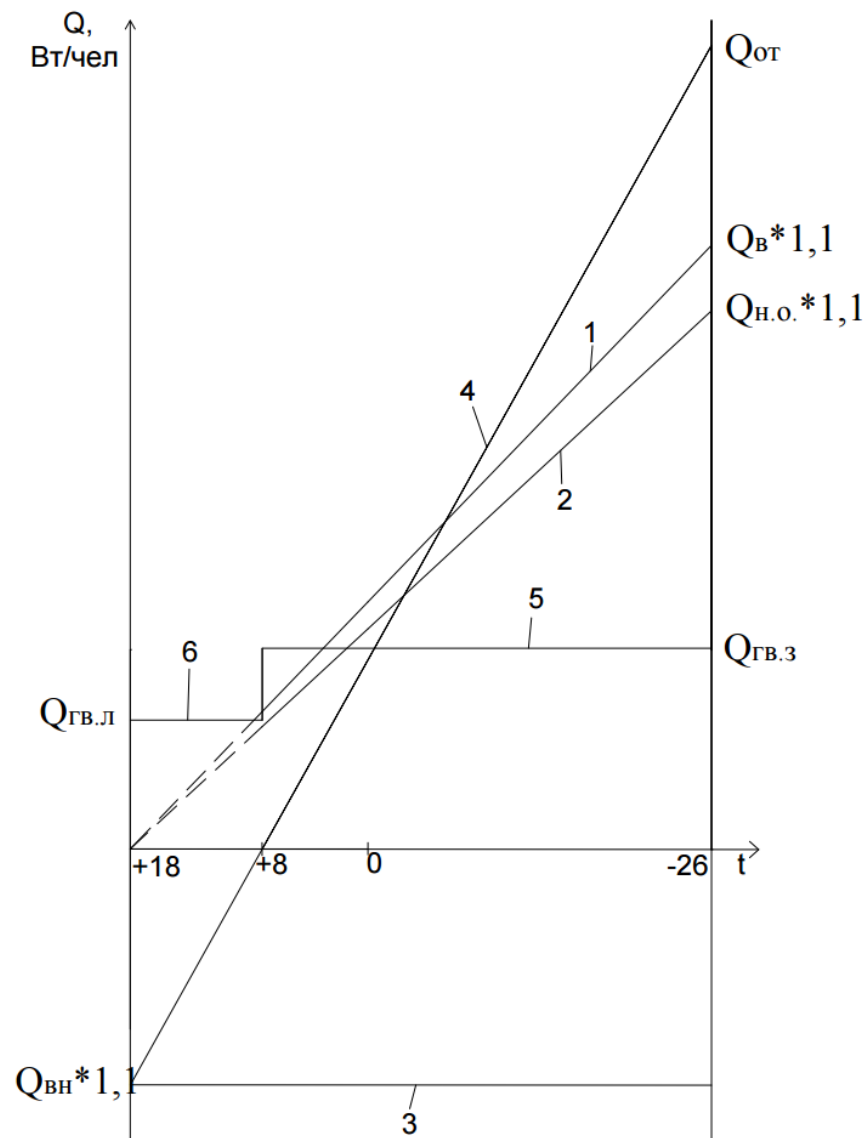


Рис. 1.10 График зависимости часовых расходов тепла жилыми зданиями от наружной температуры:

1 - расход тепла на вентиляцию жилыми зданиями; 2 - расход теплоты на наружные ограждения; 3 – внутренние тепловыделения; 4 - расход тепла на отопление жилых зданий; 5 - расход тепла на ГВ зимой для жилых зданий; 6 - расход тепла на ГВ летом для жилых зданий

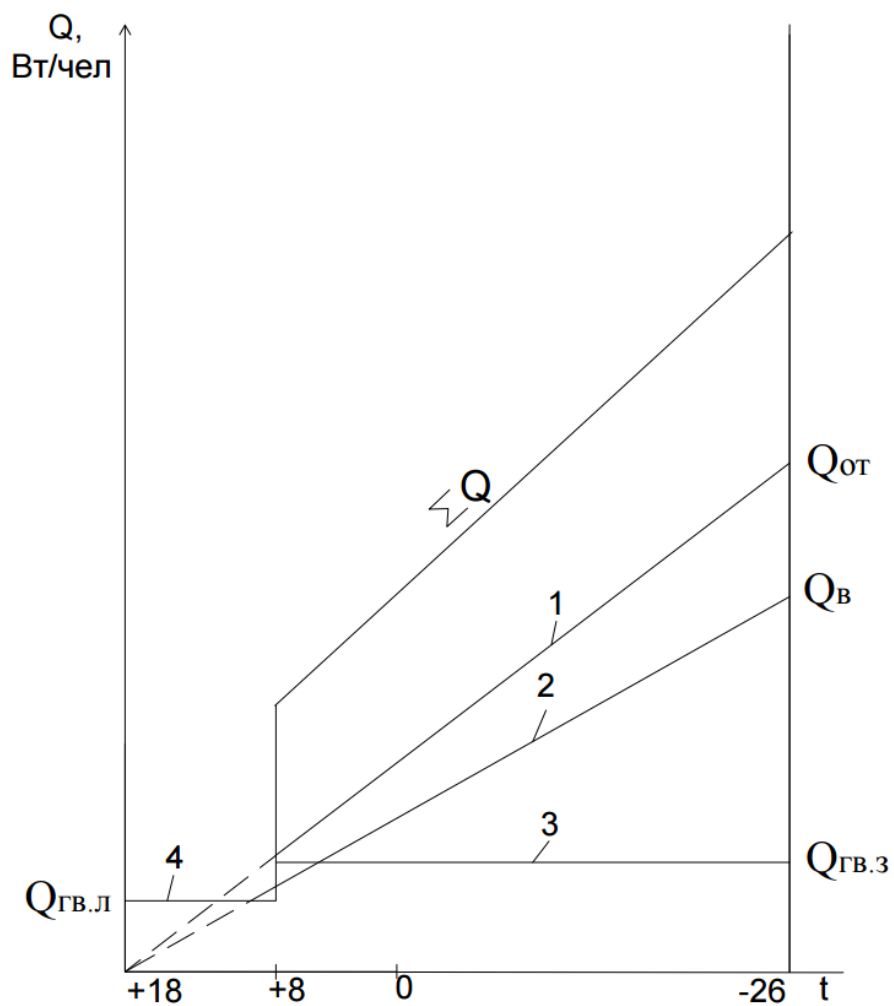


Рис. 1.11 График зависимости часовых расходов тепла общественными зданиями от наружной температуры:

1 - расход тепла на отопление жилых зданий ; 2 - расход тепла на вентиляцию жилыми зданиями; 3 - расход тепла на ГВ зимой для общественных зданий; 6 - расход тепла на ГВ летом для общественных зданий

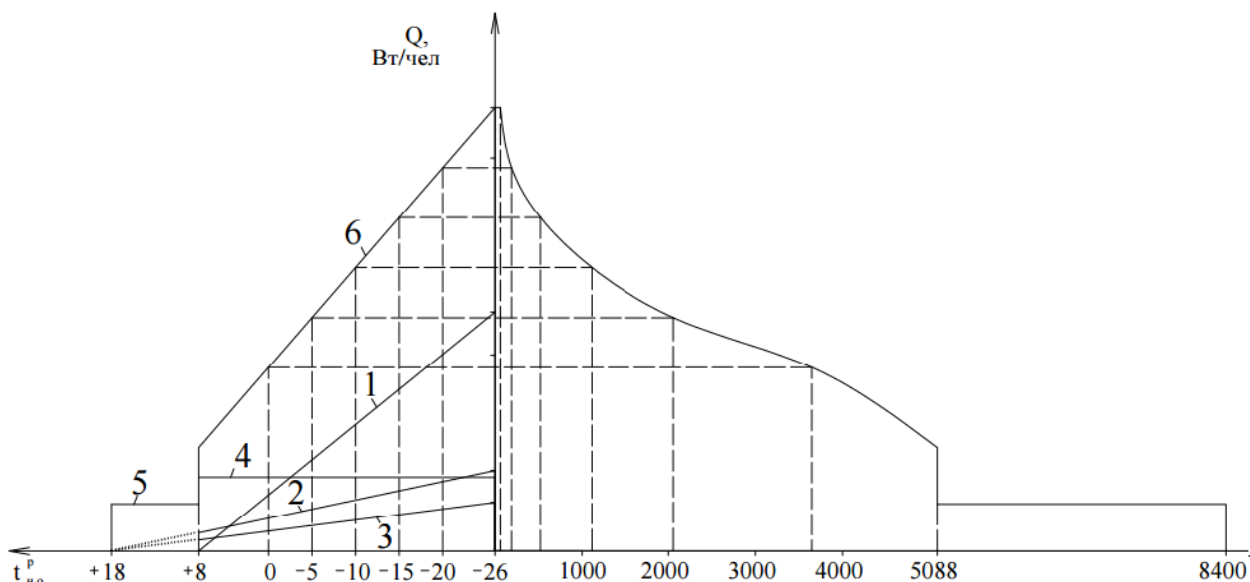


Рис. 1.12 Годовой график повторяемости расходов тепла жилыми и общественными зданиями:

1 - расход тепла на отопление жилыми зданиями; 2 - расход тепла на отопление общественными зданиями; 3 - расход тепла на вентиляцию общественных зданий; 4 - расход тепла на ГВ зимой для жилых и общественных зданий; 5 - расход тепла на ГВ летом для жилых и общественных зданий

2. Регулирование отпуска теплоты. Схемы и оборудование тепловых пунктов

2.1 Регулирование отпуска теплоты

Необходимость регулирования отпуска теплоты обусловлена переменными значениями тепловых нагрузок: отопление и вентиляция изменяются в зависимости от температуры наружного воздуха, горячее водоснабжение и технологические нагрузки – от режимов потребления горячей воды в жилых, общественных и промышленных зданиях и производственных установках.

Различают центральное, групповое, местное и индивидуальное регулирование. Центральное регулирование осуществляется на ТЭЦ и

котельных. Групповое – на групповых тепловых подстанциях. Местное – на местных тепловых подстанциях. Индивидуальное – непосредственно у абонентов.

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

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

$$Q = kF\Delta t n \quad (2.1)$$

где n - длительность работы системы;

F – площадь поверхности теплообмена;

k – коэффициент теплопередачи;

Δt – средняя разность температур теплообменивающихся сред.

В первом приближении

$$\Delta t = \frac{\tau_1 + \tau_2}{2} - \frac{t_1 + t_2}{2} \quad (2.2)$$

τ – температура сетевой воды;

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

Из уравнения теплового баланса

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

найдем τ_2 и подставим в (2.2).

$$\tau_2 = \tau_1 - \frac{Q}{c_p G},$$

Решая совместно (2.1) и уравнение баланса, получим

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

Таким образом, тепловую нагрузку в принципе можно регулировать изменением пяти параметров – k , F , n , τ_1 , G_1 . Изменение τ_1 и G_1 имеют ограничения. Температура сетевой воды не может быть ниже 60°C , необходимой для обеспечения температуры воды ГВС и не может быть выше температуры насыщения для данного давления. Расход воды определяется располагаемым перепадом давления на ГТП и МТП. Если один из теплоносителей – пар, то его температуру можно изменять меняя давление (дросселированием).

В водяных системах реально можно менять тепловую нагрузку тремя способами:

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

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

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

$$y = f(\Delta p_{a\bar{b}} / \Delta p_c)$$

Здесь $\Delta p_{a\bar{b}}$ - располагаемый перепад давления у наиболее удаленного потребителя;

ΔP_c - перепад давления, срабатываемый в сети. Если $y \leq 0,4$, то применяется качественное регулирование. Если $y > 0,4$, то применяется качественно-количественное регулирование. Центральное регулирование ориентируется на основной вид нагрузки района. Таковой может быть нагрузка отопления (регулирование по отопительной нагрузке), либо совмещенная нагрузка отопления и ГВС (регулирование по совмещенной нагрузке).

Обозначим через $Q_o', \tau_1', \tau_2', \delta\tau', G_o'$ расчетные значения величин при $t_n = t_{n o}$.

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

Относительные безразмерные величины:

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_o}{Q_o'}$$

$$\bar{G}_o = \frac{G_o}{G_o'}$$

$$\bar{\delta\tau} = \frac{\delta\tau}{\delta\tau'}.$$

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

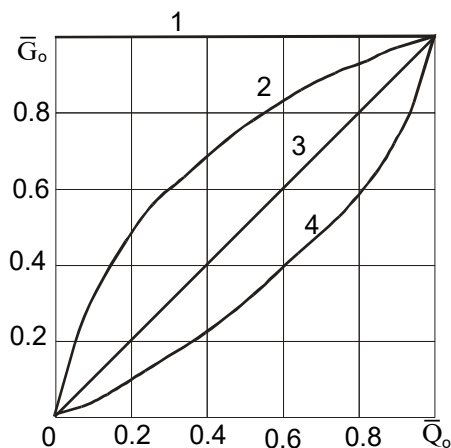


Рис.2.1. Закон изменения расхода при различных видах регулирования тепловой нагрузки

1 – качественное регулирование, $m=0$; 2 – качественно-количественное регулирование,

$0 \leq m \leq 1$; 3,4 – количественное регулирование, $m > 1$

2.2 Тепловые характеристики теплообменных аппаратов

В проектных расчетах теплообменников применяются уравнение теплопередачи

$$Q = kF\Delta t_n \quad (2.3)$$

и уравнение теплового баланса

$$Q = G_1 c_1 \delta \tau = G_2 c_2 \delta \tau \quad (2.4)$$

В уравнении (2.3)

$$\Delta t = \frac{\Delta t_{\bar{\delta}} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{\delta}}}{\Delta t_m}} \quad (2.5)$$

Если $\frac{\Delta t_{\bar{\delta}}}{\Delta t_m} \leq 2$, то можно пользоваться среднеарифметической разностью температур.

$$\Delta t = (t_1 + t_2)/2 \quad (2.6)$$

Для целей расчета регулирования тепловой нагрузки уравнение (2.3) неудобно, т.к. заранее величина Δt неизвестна. Поэтому удобнее пользоваться максимальной разностью температур.

$$Q = \varepsilon G c \Delta \quad (2.7)$$

где $\Delta = \tau_{ex} - t_{ex}$ - максимальная разность температур сред. Пользуясь (2.5), можно получить аналитические выражения для Δ только для прямотока и противотока. Для более сложных схем этого сделать не удастся. Поэтому пользуются приближенным выражением.

$$\Delta t = \Delta - a \Delta t_m - b \Delta t_{\bar{\delta}} \quad (2.8)$$

Если вычислять Δt по (2.5), то $b=0.65$ для всех схем, $0.35 < a < 0.65$ в зависимости от схемы.

Если вычислять Δt по (2.6), то $a=b=0.5$.

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

$$q = \frac{Q}{\Delta} = \frac{kF\Delta t}{\Delta t + a\delta t_{\text{в}} + b\delta t_{\text{г}}} = \frac{kF\Delta t}{\Delta t + \frac{kF\Delta t}{(Gc)_{\text{г}}}a + \frac{kF\Delta t}{(Gc)_{\text{в}}}b} \quad (2.9)$$

Отношение удельной теплопроизводительности к полной теплоемкости называется безразмерной теплопроизводительностью, или коэффициентом эффективности.

$$\varepsilon = \frac{q}{(Gc)_{\text{м}}} = \frac{1}{\frac{(Gc)_{\text{м}}}{kF} + a\frac{(Gc)_{\text{м}}}{(Gc)_{\text{г}}} + b} \quad (2.10)$$

Применительно к системам отопления $(Gc)_{\text{г}}$ относится к воздуху, а $(Gc)_{\text{м}}$ - к воде.

Если один из теплоносителей пар, то $(Gc)_{\text{г}} \Rightarrow \infty$ и

$$\varepsilon = \frac{1}{\frac{(Gc)_{\text{м}}}{kF} + b}.$$

Зависимость (2.10) действует в диапазоне

$$0 \leq \frac{(Gc)_{\text{м}}}{(Gc)_{\text{г}}} \leq 1 \quad 0 \leq \frac{kF}{(Gc)_{\text{м}}} < \infty.$$

Зависимости (2.9) и (2.10) универсальны и справедливы для любых схем движения теплоносителей. В отопительных установках отношение $(Gc)_{\text{м}}/(Gc)_{\text{г}} \Rightarrow 0$. Значение $b = 0,5$ если на абонентском вводе нет узла смешения и $b = (0,5 + u)/(1 + u)$ при наличии узла смешения, где u – коэффициент смешения.

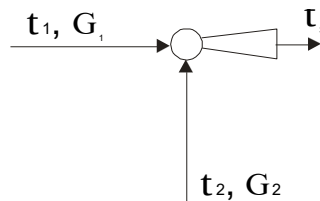


Рис.2.2. Расчетная схема узла смешения

$$u = \frac{G_2}{G_1} = \frac{\tau_1 - \tau_3}{\tau_3 - \tau_2}$$

$$\varepsilon_0 = \frac{l}{\frac{G_0 c}{kF} + \frac{0.5 + u}{l + u}}$$

Для любого теплообменного аппарата

$$kF = \phi \bar{Q}^{\frac{n}{n+1}},$$

где ϕ - постоянный параметр.

$$\phi = Q' / \Delta t'.$$

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

$$kF = \frac{Q'_0}{\Delta t'_0} \bar{Q}_0^{0.2}$$

$$\varepsilon_0 = \frac{l}{\frac{\Delta t'_0 G_0 c}{Q'_0 \bar{Q}_0^{0.2}} + \frac{0.5 + u}{l + u}}$$

Качественное регулирование однородной нагрузки

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

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

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

Для отопительной установки максимальная разность температур

$$\Delta = \tau_{o1} - t_v.$$

Тогда:

$$\varepsilon_o = \frac{Q_o}{G_o' c (\tau_{o1} - t_\theta)}$$

$$Q_o = Q_o' \bar{Q}_o = G_o' c \delta \tau_o' \bar{Q}_o \quad (2.11)$$

$$\varepsilon_o = \frac{\bar{Q}_o \delta \tau_o'}{(\tau_{o1} - t_\theta)} \quad (2.12)$$

Далее

$$\varepsilon_o = \frac{I}{\frac{\Delta t' G_o' c}{\frac{0.2}{Q_o' \bar{Q}_o}} + \frac{0.5 + u}{I + u}} \quad (2.13)$$

На расчетном режиме

$$u = \frac{\tau_{o1}' - \tau_{o3}' + \tau_{o2}' - \tau_{o2}'}{\tau_{o3}' - \tau_{o2}'} = \frac{\delta \tau_o'}{\theta_o'} - 1 \quad (2.14)$$

Подставив (2.14) в (2.13) с учетом (2.11), получим

$$\varepsilon_o = \frac{1}{\frac{\Delta t'}{\frac{0.2}{\bar{Q}_o \delta \tau_o'}} + \frac{\delta \tau_o' - 0.5 \theta_o'}{\delta \tau_o'}} \quad (2.15)$$

Приравнявая (2.12) и (2.15), найдем

$$\frac{\bar{Q}_o \delta \tau_o'}{\tau_{o1}' - t_\theta} = \frac{1}{\frac{\Delta t'}{\frac{0.2}{\bar{Q}_o \delta \tau_o'}} + \frac{\delta \tau_o' - 0.5 \theta_o'}{\delta \tau_o'}}$$

откуда получим

$$\tau_{o1} = t_\theta + \Delta t_o' \bar{Q}_o + \bar{Q}_o (\delta \tau_o' - 0.5 \theta_o') \quad (2.16)$$

$$\tau_{o2} = t_\theta + \Delta t_o' \bar{Q}_o - 0.5 \bar{Q}_o \theta_o' \quad (2.17)$$

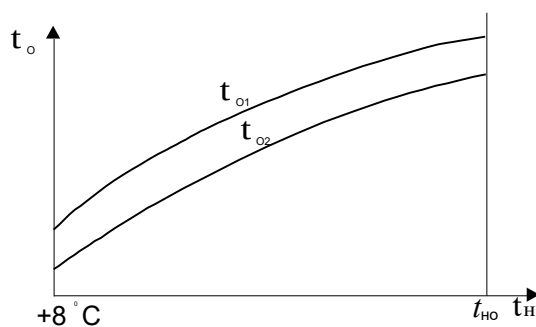


Рис.2.3. График температур сетевой воды при качественном регулировании отопительной нагрузки

Качественное регулирование разнородной нагрузки

Если кроме отопительной нагрузки есть еще и нагрузка ГВС, то, независимо от метода регулирования, температура воды в подающем трубопроводе не должна быть ниже уровня, определяемого условиями ГВС. Для поддержания такой температуры делается подрезка температурного графика при $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ - для открытой системы и $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ - для закрытой системы. График температур приобретает вид ломаной. Точке излома температурного графика соответствует температура наружного воздуха t_n'' .

При $t_n > t_n''$ происходит смена регулирования с качественного на количественное, либо регулирование пропусками. При $t_n < t_n''$ график температур сетевой воды рассчитывается для случая регулирования либо по отопительной нагрузке, либо по совмещенной нагрузке отопления и ГВС.

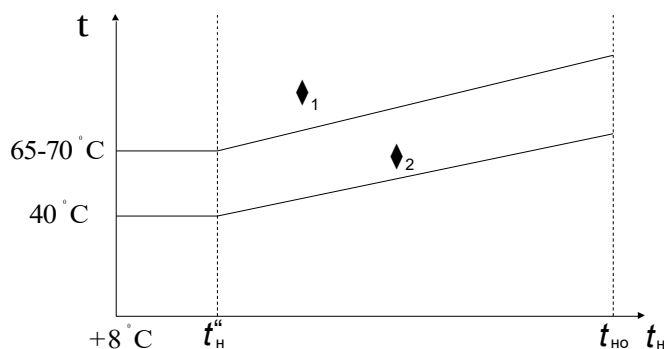


Рис.2.4. График температур при совмещенной нагрузке

Качественное регулирование по отопительной нагрузке

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

При $t_n \leq t_n''$

$$G_o' = \frac{Q_o'}{c \delta \tau_o'} = const$$

При $t_n > t_n''$

$$G_o = \frac{Q_o}{c_o (\tau_{o1}'' - \tau_{o2}'')}$$

где Q_o – текущая отопительная нагрузка.

Температуры сетевой воды рассчитываются только по отопительной нагрузке по уравнениям (2.16) и (2.17). Расход в сети переменен и равен в прямом трубопроводе:

$$G_{np} = G_o + G_{\delta} + G_{\delta}^{np} + G_{yt},$$

где G_{δ}^{np} – расход воды на ГВС из прямого трубопровода;

G_{yt} – потери или утечки из сети.

В обратном трубопроводе в закрытых системах:

$$G_{o\delta} = G_o + G_{\delta} + G_{\delta}^{o\delta}$$

В обратном трубопроводе в открытых системах:

$$G_{o\delta} = G_o + G_{\delta} - G_{\delta}^{o\delta} = G_o + G_{\delta} + G_{\delta}^{np} - G_{\delta}^{o\delta}$$

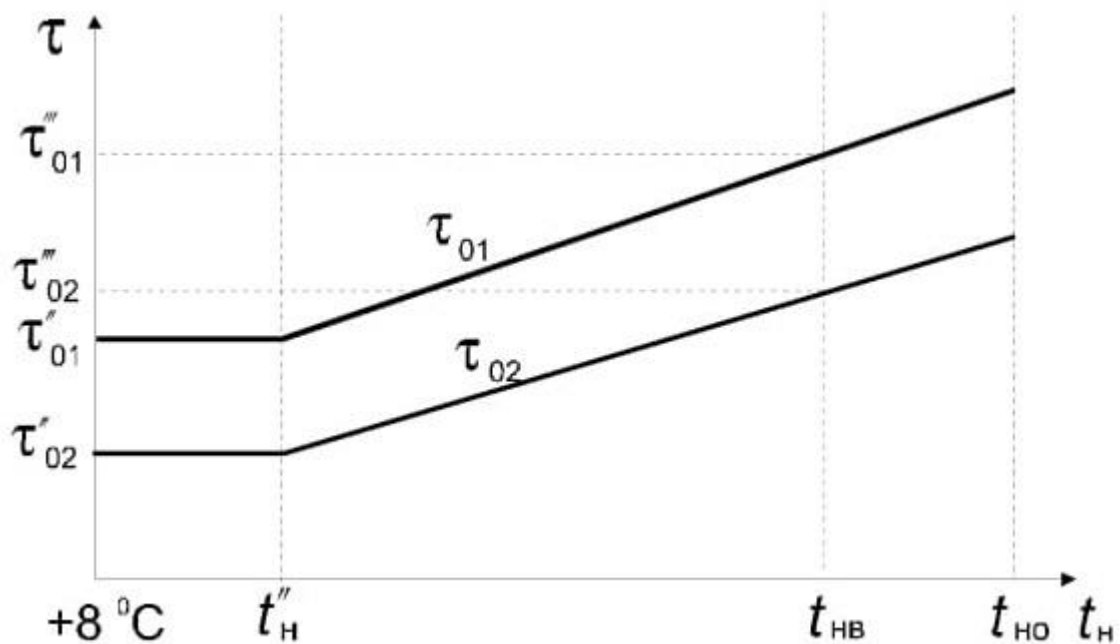


Рис.2.5.График температур в системе отопления

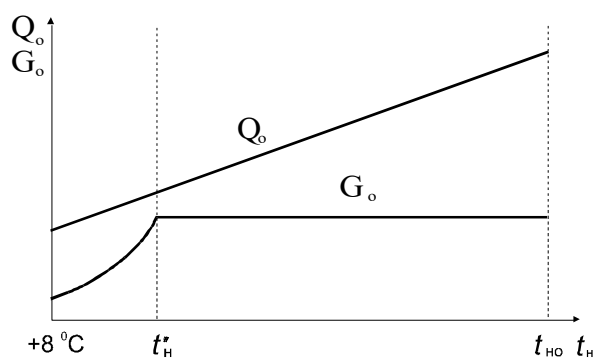
τ_{01}'', τ_{02}'' - температуры сетевой воды в точке подрезки температурного графика при $t_h = t_h''$.

τ_{01}', τ_{02}' - температуры сетевой воды при $t_h = t_{hв}$

Система вентиляции проектируется таким образом, чтобы при $t_h = t_{hв}$ температура сетевой воды после вентиляционной установки была равна τ_{02}'' .

Желательно, чтобы в диапазоне температур $t_h'' \geq t_h \geq t_{hв}$ графики температур τ_{02} и $\tau_{2в}$ совпадали.

а)



б)

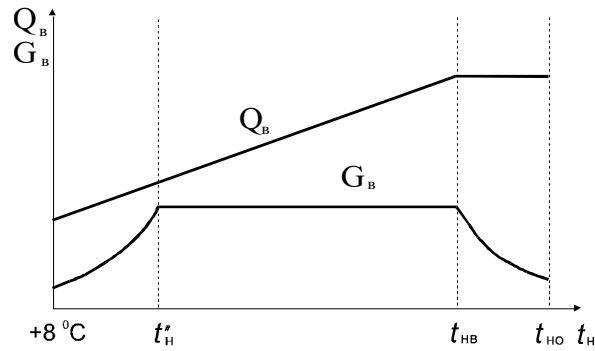


Рис.2.6. Графики расходов и тепловых нагрузок:

а – отопление; б – вентиляция

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

Графики расхода воды и температуры на ГВС

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

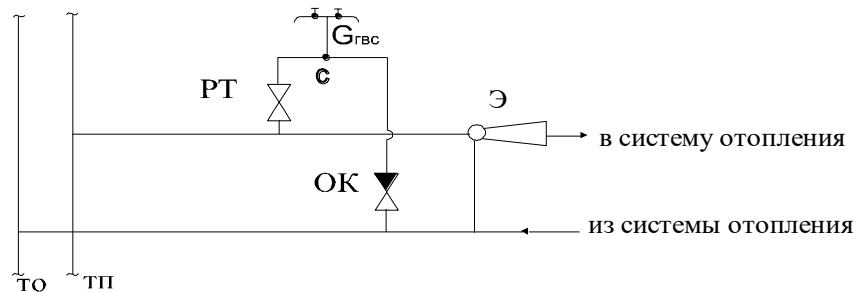


Рис.2.7. Схема открытой системы

При $t_2 \geq \tau_{02}$

$$G_{\text{гвс}} = \frac{Q_{\text{гвс}}}{c_2(t_2 - t_x)}$$

При $t_2 < \tau_{02}$

$$G_{\text{гвс}} = \frac{Q_{\text{гвс}}}{c_2(\tau_{02} - t_x)} .$$

Обозначим через β долю расхода воды на ГВС из подающего трубопровода.

$$\beta = \frac{t_z - \tau_{02}}{\tau_{01} - \tau_{02}} ;$$

$$1 - \beta = \frac{\tau_{01} - t_z}{\tau_{01} - \tau_{02}} .$$

Расходы воды из подающего и обратного трубопроводов равны

$$G_{звс}^{np} = G_{звс} \beta ,$$

соответственно

$$G_{звс}^{об} = (1 - \beta) G_{звс}$$

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

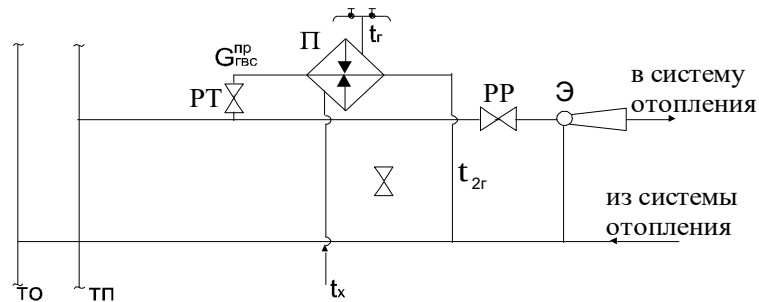


Рис.2.8. Схема параллельного присоединения абонентской установки

Максимальный расход сетевой воды на ГВС имеет место при минимальной температуре в подающем трубопроводе τ_1'' в часы максимальной нагрузки ГВС. Расчетное значение расхода на ГВС определяется по формуле

$$G'_{звс} = \frac{Q'_{звс}}{c(\tau_1'' - \tau_{22}'')} .$$

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

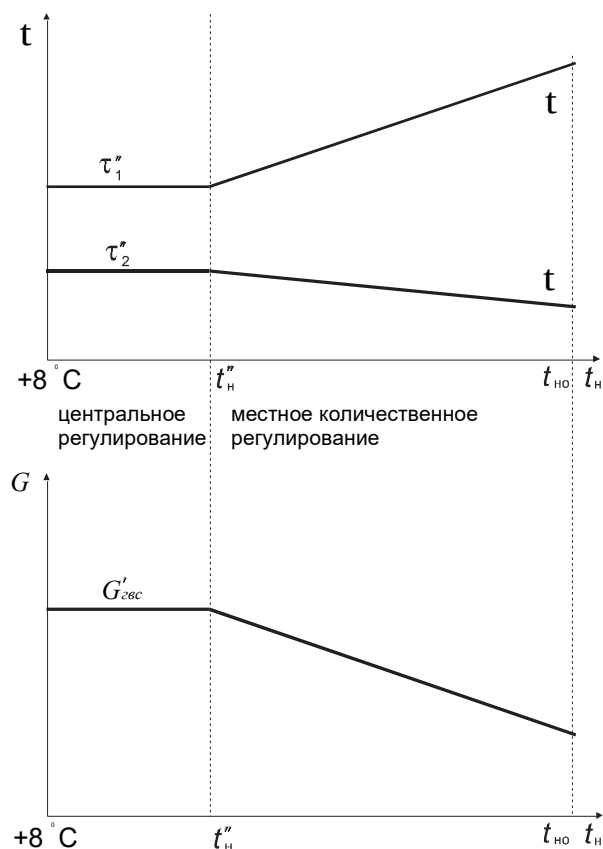


Рис.2.9. Графики температуры и расхода сетевой воды на ГВС в закрытой системе при параллельном присоединении

При проектировании источников тепла принимают $\tau_{2c} = \tau_{02}$. При параллельном присоединении тепло воды из обратного трубопровода не используется для нагрева вторичной воды. Это приводит к увеличению расхода сетевой воды и снижению эффективности системы теплоснабжения.

Параллельную схему рекомендуется применять при $Q_{звс}^{max} / Q_o' \geq 1.2$. В большинстве случаев применяется двухступенчатые схемы. Водопроводная вода сначала подогревается водой из обратной магистрали, а затем окончательно подогревается водой из подающего трубопровода.

Температура водопроводной воды после подогревателя второй ступени Π_2 $t_{2\Gamma} = t_{02} - \Delta t_{нед}$. Величина недогрева $\Delta t_{нед}$ принимается равной $5 \dots 10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Запишем уравнения баланса тепла для подогревателя Π_1 .

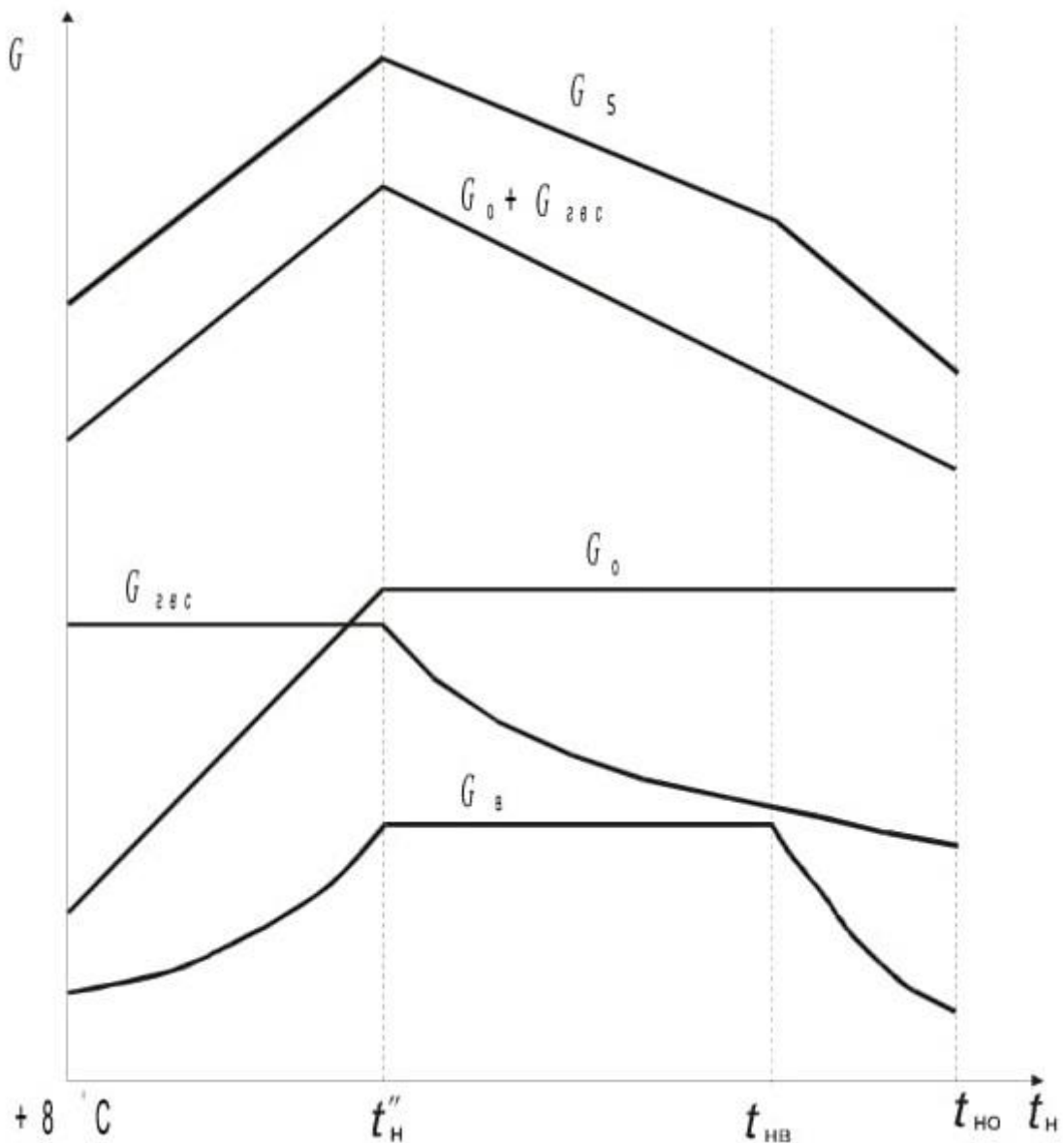
$$Q_{\Pi 1} = G_{звс}^{np} c (\tau_{01} - \tau_{2c});$$

$$Q_{\Pi 1} = G_{звс} c (t_2 - t_n).$$

$$\tau_2 = \tau_{02} - \frac{Q_{П2}}{c(G_o + G_{звс}^{np} + G_6)} = \tau_{02} - Q_{звс} \frac{t_n - t_x}{t_2 - t_x} \frac{l}{c(G_o + G_{звс}^{np} + G_6)}.$$

Расчет тепловой схемы станции нужно вести по τ_2 . В закрытых и открытых схемах расходы сетевой воды на отопление и вентиляцию одинаковы. Однако расходы сетевой воды на нагрузку ГВС отличаются.

а)



б)

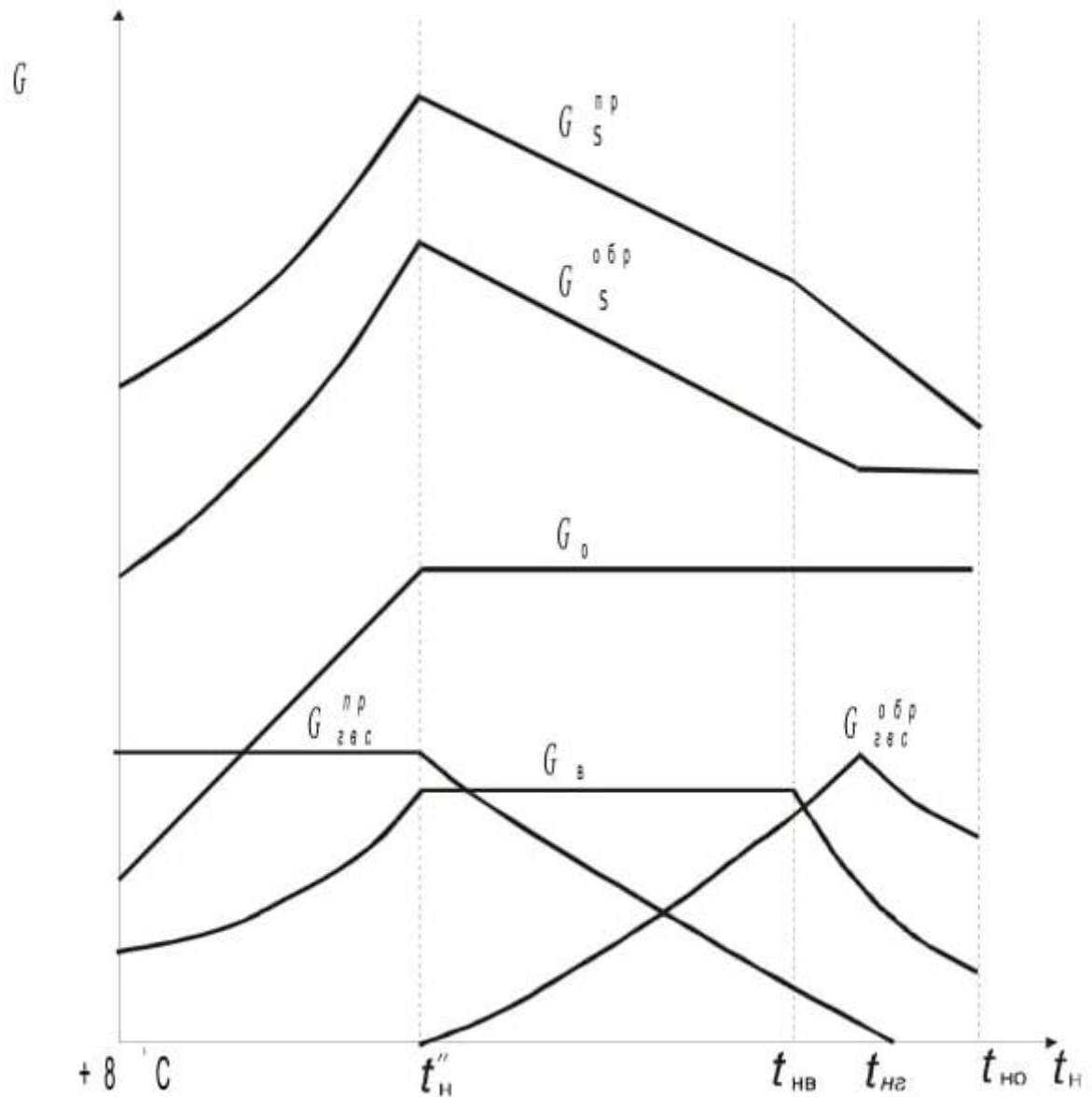


Рис. 2.12. Графики расходов в тепловой сети при регулировании по отопительной нагрузке:

а) – закрытая система; б) – открытая система

$$G_o^{откр} = G_o^{закр} ;$$

$$G_{звс}^{откр} = G_{звс}^{закр}$$

В открытых системах расход воды в подающем трубопроводе

$$G_{\Sigma}^{np} = G_o + G_{звс} + \beta G_{звс}$$

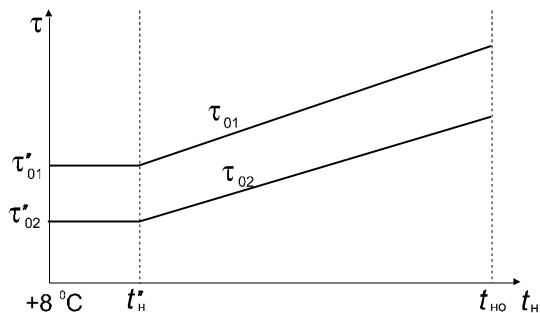
В обратном трубопроводе

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

$$G_{\Sigma}^{np} > G_{\Sigma}^{обп} .$$

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

а)



б)

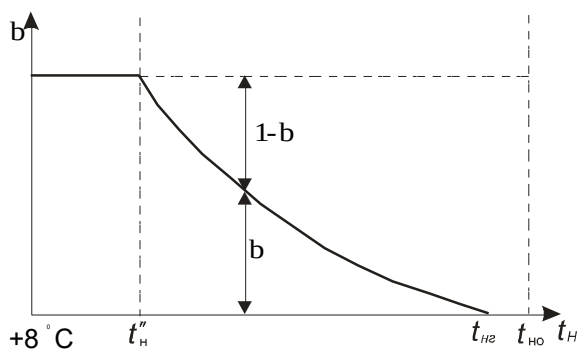


Рис.2.13. Графики а) температур и б) доли расхода воды на ГВС в открытой системе

Центральное регулирование по совмещенной нагрузке отопления и ГВС

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

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

$$\rho_{гвс}^{ср.н} = Q_{гвс}^{ср.н.} / Q_o'.$$

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

2.2.1 Центральное регулирование по совмещенной нагрузке закрытых систем теплоснабжения

Наиболее распространенной схемой присоединения абонентов является двухступенчатая последовательная схема (см.рис.2.10). Когда регулятор температуры увеличивает расход воды через подогреватель Π_2 , регулятор расхода снижает расход так, что на сопло элеватора поступает практически постоянный расход сетевой воды. Если расход воды становится равным G'_1 , то регулятор расхода полностью закрывается, и весь расход воды идет через подогреватель Π_2 .

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

$$G_o^{\odot} = \frac{Q_o^{\odot}}{c\delta\tau_o^{\odot}} = const$$

Температуры сетевой воды τ_1 и τ_2 должны быть рассчитаны с учетом нагрузки отопления и ГВС.

$$\tau_1 = \tau_{01} + \delta_1,$$

$$\tau_2 = \tau_{02} - \delta_2.$$

Значения τ_{01} и τ_{02} рассчитываются по уравнениям (2.16) и (2.17);

δ_1 и δ_2 - снижение температуры воды в подогревателях ГВС.

Расход воды в прямом трубопроводе есть

$$G_{np} = G_o + G_g + G_{ym},$$

в обратном трубопроводе

$$G_{o\text{вп}} = G_o + G_{\text{в}}.$$

Расход воды на вентиляцию рассчитывается как для отопительной нагрузки, но по температурам воды τ_1 и τ_2 . Для двух подогревателей $\delta = \delta_1 + \delta_2 = \text{const}$. Величины δ , δ_1 и δ_2 найдем с помощью уравнений баланса тепла для системы в целом и подогревателей 1 и 2.

$$\delta = \frac{Q_{\text{вс}}}{c G_o'} = \frac{Q_{\text{вс}}}{Q_o'} \delta \tau_o';$$

$$\delta_2 = \frac{Q_{\text{П2}}}{c G_o'} = \frac{Q_{\text{вс}}}{Q_o'} \frac{t_n - t_x}{t_2 - t_x} \delta \tau_o'.$$

Порядок расчета.

1. По уравнениям (2.16) и (2.17) рассчитывают значения температур τ_{01} и τ_{02} .

2. Задают величину недогрева водопроводной воды в подогревателе второй ступени П₂ при $t_n = t_n''$ - $\Delta t_{\text{нед}}'' = \tau_{02}'' - t_n'' = 5 \dots 10^\circ \text{C}$.

Если

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

то при $t_n = t_{no}$ $\delta_1 = 0$.

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

4. Затем рассчитывают δ_2 и $\delta_1 = \delta - \delta_2$. Если для какого-либо режима получается $\delta_2 = \delta$, то в последующих расчетах принимают $\delta_2 = \delta$, а $\delta_1 = 0$. Таким образом, в этом случае все тепло на ГВС обеспечивается подогревателем П₂. На рис.2.14 представлены графики сетевой воды для рассмотренного случая.

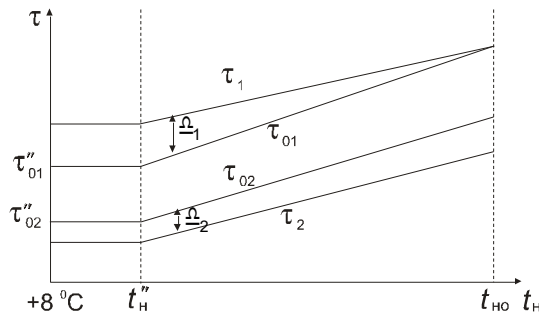


Рис.2.14. Графики температур сетевой воды

Качественное регулирование по совмещенной нагрузке в открытых системах

Схема открытой системы представлена на рис.2.7. Расход воды на абонентском вводе поддерживается постоянным.

$$G_o^{\odot} = \frac{Q_o^{\odot}}{c \delta \tau_o^{\odot}} = const$$

Расход воды на отопление равен

$$G_o = G_o' - \beta G_{звс} ,$$

где

$$\beta = (t_2 - \tau_2) / (\tau_1 - \tau_2) \quad (2.18)$$

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

По определению

$$\varepsilon_0 = \frac{Q_o}{c G_o (\tau_1 - t_6)} = \frac{\bar{Q}_o c G_o' \delta \tau_o'}{c G_o (\tau_1 - t_6)} = \frac{\bar{Q}_o \delta \tau_o'}{\bar{G}_o (\tau_1 - t_6)} \quad (2.19)$$

С другой стороны (см. раздел 2.2)

$$\varepsilon_0 = \frac{1}{\frac{c G_o' \Delta t_o'}{Q_o' Q_o - 0.2} + \frac{\delta \tau_o' - 0.5 \Theta_o'}{\delta \tau_o'}} = \frac{1}{\frac{\bar{G}_o \Delta t_o'}{\bar{Q}_o - 0.2} + \frac{\delta \tau_o' - 0.5 \Theta_o'}{\delta \tau_o'}} \quad (2.20)$$

Приравняв (2.19) и (2.20), найдем τ_1 и τ_2 .

$$\tau_1 = t_{\theta} + \bar{Q}_o^{0.8} \Delta t_o' + \frac{\bar{Q}_o}{\bar{G}_o} (\delta \tau_o' - 0.5 \Theta_o') \quad (2.21)$$

$$\tau_2 = t_{\theta} - \bar{Q}_o^{0.8} \Delta t_o' - \frac{\bar{Q}_o}{\bar{G}_o} 0.5 \Theta_o' \quad (2.22)$$

Подставим τ_1 и τ_2 в формулу для β .

$$\beta = \left[t_2 - t_{\theta} - \bar{Q}_o^{0.8} \Delta t_o' + 0.5 \frac{\bar{Q}_o}{\bar{G}_o} \Theta_o' \right] \frac{\bar{G}_o}{\bar{Q}_o \delta \tau_o'} \quad (2.23)$$

В безразмерном виде (2.18) можно записать как

$$\bar{G}_o = 1 - \beta \frac{G_{\text{звс}}}{G_o'} = 1 - \beta \frac{G_{\text{звс}} c \delta \tau_o'}{Q_o'} = 1 - \beta \frac{Q_{\text{звс}} \delta \tau_o'}{Q_o' (t_2 - t_x)} \quad (2.24)$$

Здесь учтено, что

$$G_o' = \frac{Q_o'}{c \delta \tau_o'} ;$$

$$G_{\text{звс}} = \frac{Q_{\text{звс}}}{c(t_2 - t_x)} .$$

Подставив (2.23) в (2.24), получим

$$\bar{G}_o = \frac{1 - 0.5 \frac{\Theta_o' Q_{\text{звс}}}{Q_o' (t_2 - t_x)}}{1 + \frac{t_2 - t_{\theta}}{t_2 - t_x} \frac{Q_{\text{звс}}}{Q_o' \bar{Q}_o} - \frac{\Delta t_o'}{t_2 - t_x} \frac{Q_{\text{звс}}}{Q_o' \bar{Q}_o^{0.2}}} \quad (2.25)$$

Порядок расчета.

1. Для заданной температуры t_n определяем

$$\bar{Q}_o = \frac{t_{\theta} - t_n}{t_{\theta} - t_{no}} .$$

2. По формуле (2.25) находим $\bar{G}_o$. Если получается, что $\bar{G}_o > 1$, то принимают в дальнейшем $\bar{G}_o = 1$.

3. По формулам (2.21), (2.22) находим τ_1 и τ_2 .

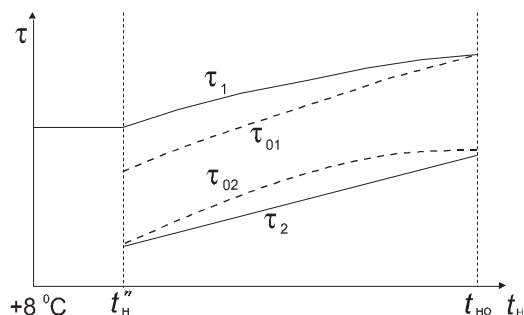
Расход воды в прямом трубопроводе есть

$$G_{np} = G_o + G_{\epsilon} + G_{ym}.$$

В обратном трубопроводе

$$G_{обp} = G_o + G_{\epsilon} - G_{звс} ..$$

а)



б)

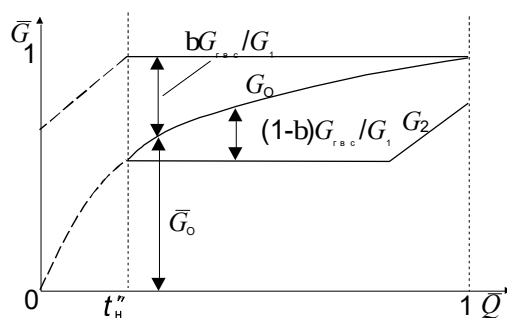


Рис.2.15. Графики а) температур и б) расходов в открытой системе

Качественно-количественное регулирование

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

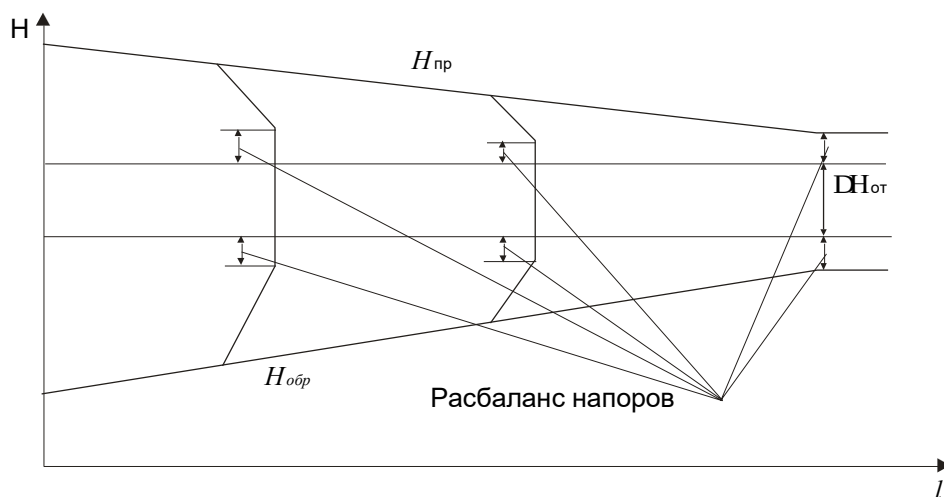


Рис.2.16. Пьезометрический график

Расбаланс напоров на абонентских вводах гасится шайбами или диафрагмами.

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

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

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

Качественно – количественное регулирование нагрузки может выполняться:

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

Разновидностью качественно-количественного регулирования является ступенчатое регулирование.

При регулировании отпуска теплоты для подогрева воды в системах горячего водоснабжения потребителей температура воды в подающем трубопроводе должна обеспечивать для открытых и закрытых систем теплоснабжения температуру горячей воды у потребителя в диапазоне, установленном СанПиН 2.1.4.1074.

При центральном качественном и качественно-количественном регулировании по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах должна приниматься при температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления (СП 124.13330.2012. Свод правил. Тепловые сети).

2.3 Схемы и оборудование тепловых пунктов

2.3.1 Разновидности схем тепловых пунктов закрытых систем теплоснабжения

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

Тепловые пункты можно классифицировать по следующим признакам:

1. По размещению:

- Отдельностоящие тепловые пункты;
- Пристроенные тепловые пункты;
- Встроенные тепловые пункты.

2. По количеству обслуживаемых потребителей:

- Индивидуальные тепловые пункты;
- Центральные тепловые пункты.

Проектирование тепловых пунктов определяется местными условиями в тепловых сетях. Перед началом проектирования теплового пункта необходимо получить технические условия на подключение у местной снабжающей организации. В технических условиях (ТУ) указывается режим работы тепловых сетей и требования, которые необходимо выполнить для

присоединения. Чтобы получить ТУ, необходимо написать письмо с запросом на выделение мощности и подтвердить расчетом заявленную мощность. Гидравлические режимы в тепловых сетях неодинаковы в различных точках, так же неоднозначны и местные условия присоединяемых потребителей. Все эти условия увязываются между собой в проектировании тепловых пунктов.

В основном проектирование тепловых пунктов производится по следующим стандартным общеизвестным схемам (п. 3 СП 41-101-95 «Проектирование тепловых пунктов»):

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

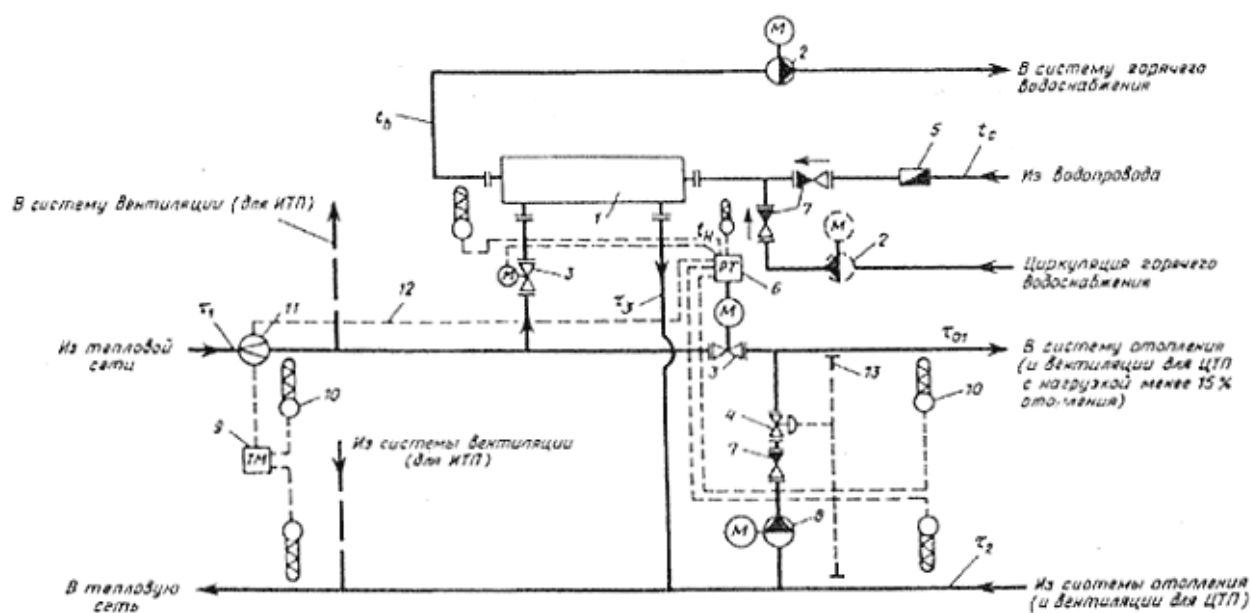


Схема 1 Одноступенчатая система присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление и зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов:

- 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения;
- 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос);
- 3 - регулирующий клапан с электроприводом;
- 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия);

- 5 - водомер для холодной воды;
- 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод;
- 7 - обратный клапан;
- 8 - корректирующий подмешивающий насос;
- 9 - теплосчетчик;
- 10 - датчик температуры;
- 11 - датчик расхода воды;
- 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод;
- 13 - датчик давления воды в трубопроводе

2. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий и жилых микрорайонов с зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов. (схема2)

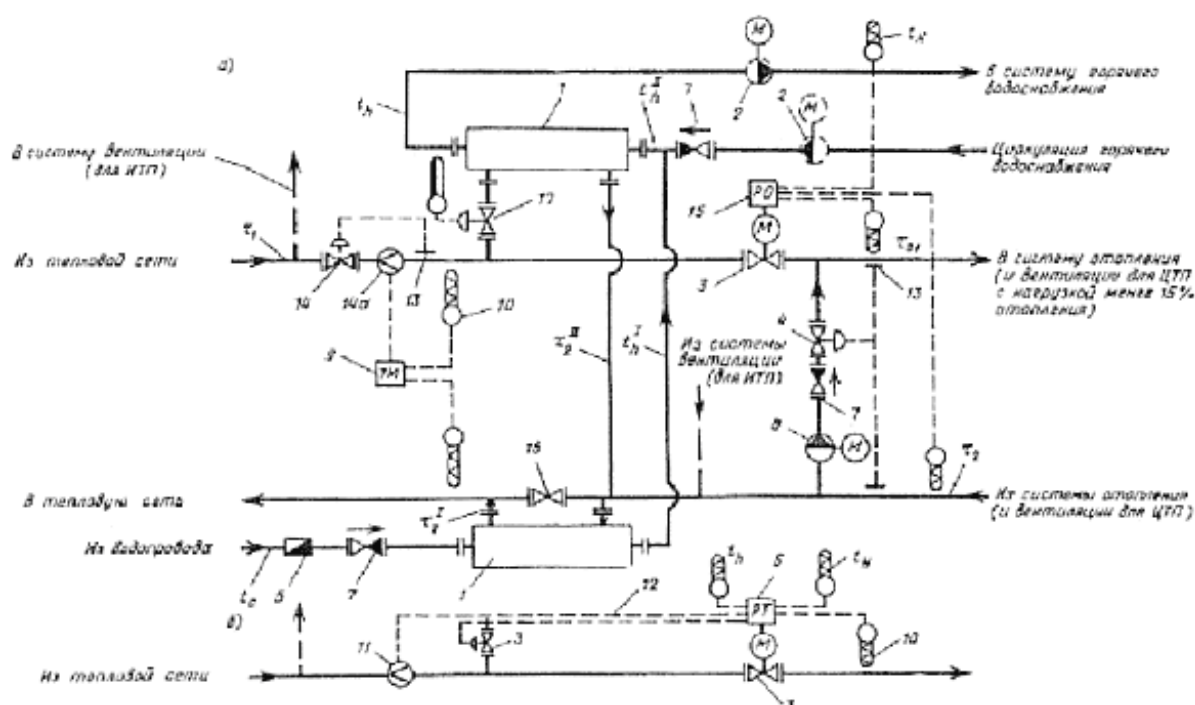


Схема 2 Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для жилых и общественных зданий и жилых микрорайонов с зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов:

а - схема с самостоятельным регулятором ограничения расхода сетевой воды на ввод;

б - фрагмент схемы с совмещением функций регулирования расхода теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения расхода сетевой воды в одном регуляторе

1 - водоподогреватель горячего водоснабжения;

2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос);

3 - регулирующий клапан с электроприводом;

4 - регулятор перепада давлений (прямого действия);

5 - водомер для холодной воды;

6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод;

7 - обратный клапан;

8 - корректирующий подмешивающий насос;

9 - теплосчетчик;

10 - датчик температуры;

11 - датчик расхода воды;

12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод;

13 - датчик давления воды в трубопроводе

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

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

15 - регулятор подачи теплоты на отопление;

16 - задвижка, нормально закрытая;

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

3. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для промышленных зданий и промплощадок с зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных тепловых пунктов(схема3)

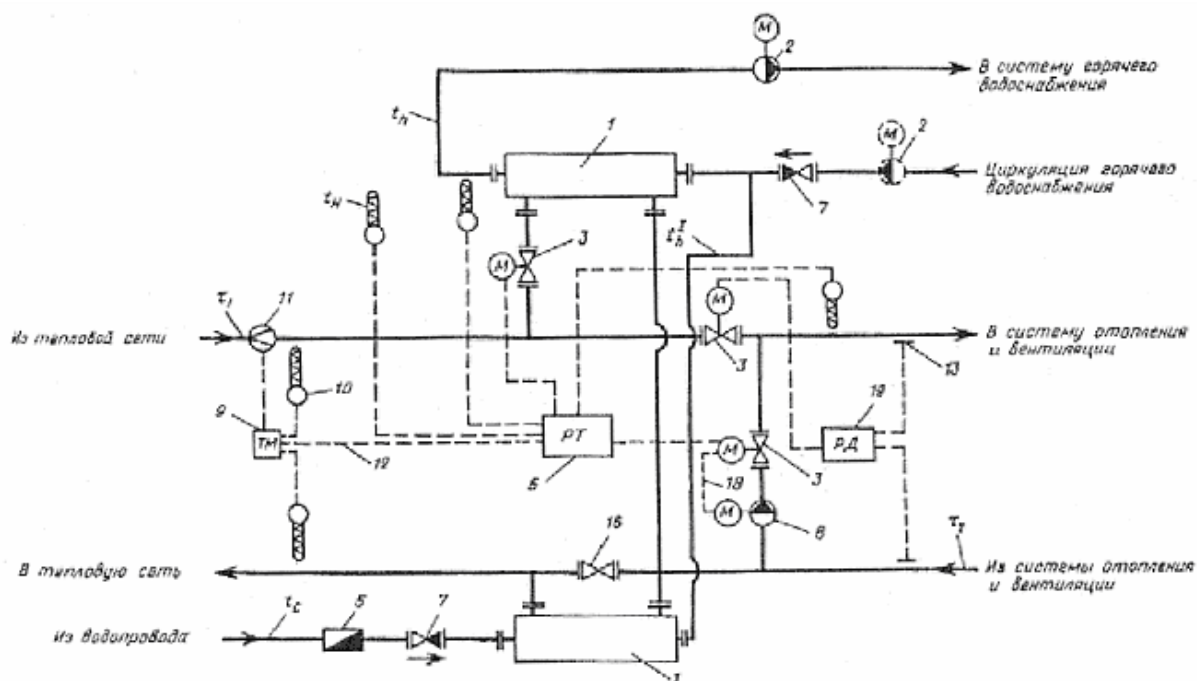


Схема 3 Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения для промышленных зданий и промплощадок с зависимым присоединением систем отопления при проектировании центральных тепловых пунктов:

- 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения;
- 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос);
- 3 - регулирующий клапан с электроприводом;
- 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия);
- 5 - водомер для холодной воды;
- 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод;
- 7 - обратный клапан;
- 8 - корректирующий подмешивающий насос;
- 9 - теплосчетчик;
- 10 - датчик температуры;
- 11 - датчик расхода воды;
- 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод;
- 13 - датчик давления воды в трубопроводе
- 14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия);
- 14а - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма);
- 15 - регулятор подачи теплоты на отопление;

16 - задвижка, нормально закрытая;

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

18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2;

19 - регулятор перепада давлений (электронный)

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

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

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

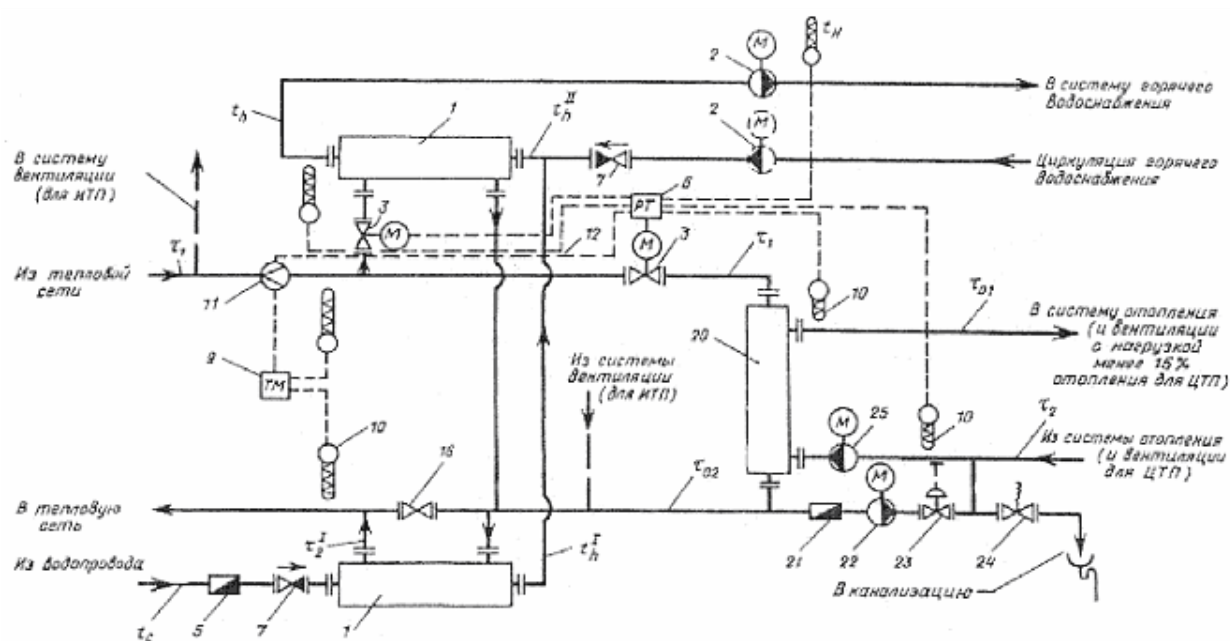


Схема 4 Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего

водоснабжения для жилых и общественных зданий и жилых микрорайонов с независимым присоединением систем отопления при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов:

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

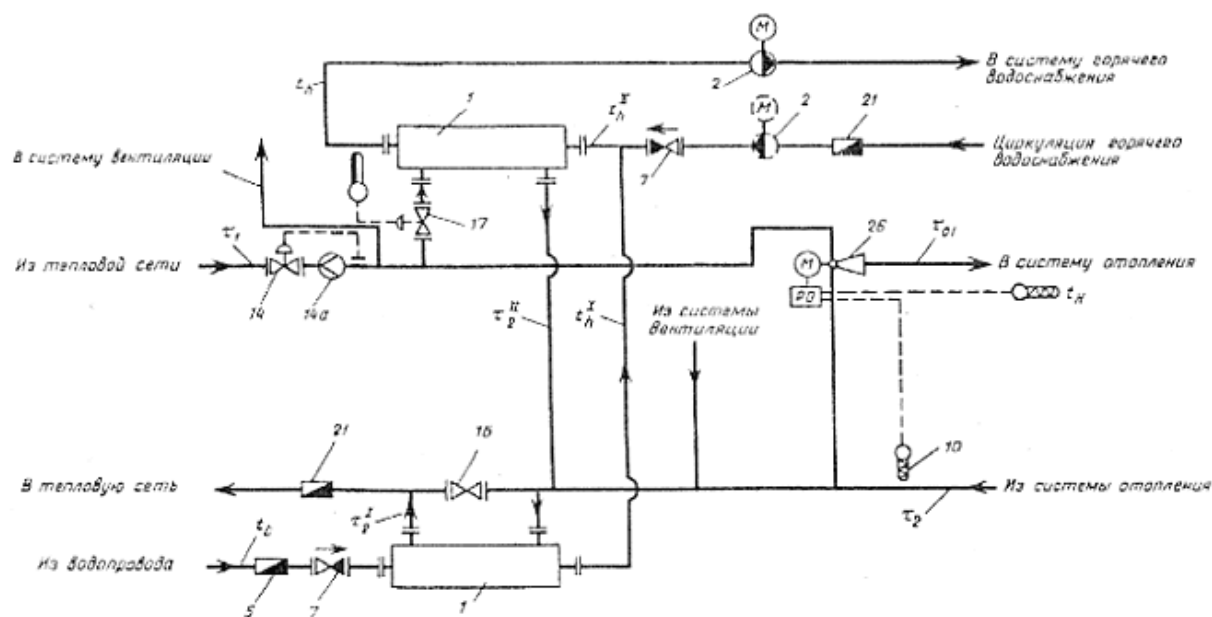


Схема 5 Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения при проектировании индивидуальных тепловых пунктов с водоструйным элеватором и автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление (пример учета теплоты по водомерам):

- 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения;
- 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос);
- 3 - регулирующий клапан с электроприводом;
- 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия);
- 5 - водомер для холодной воды;
- 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод;
- 7 - обратный клапан;
- 8 - корректирующий подмешивающий насос;
- 9 - теплосчетчик;
- 10 - датчик температуры;
- 11 - датчик расхода воды;
- 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод;
- 13 - датчик давления воды в трубопроводе;
- 14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия);
- 14а - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма);
- 15 - регулятор подачи теплоты на отопление;

- 16 - задвижка, нормально закрытая;
- 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия);
- 18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2;
- 19 - регулятор перепада давлений (электронный);
- 20 - водоподогреватель отопления;
- 21 - водомер горячеводный;
- 22 - подпиточный насос отопления;
- 23 - регулятор подпитки;
- 24 - предохранительный клапан;
- 25 - циркуляционный насос отопления
- 26 - водоструйный элеватор

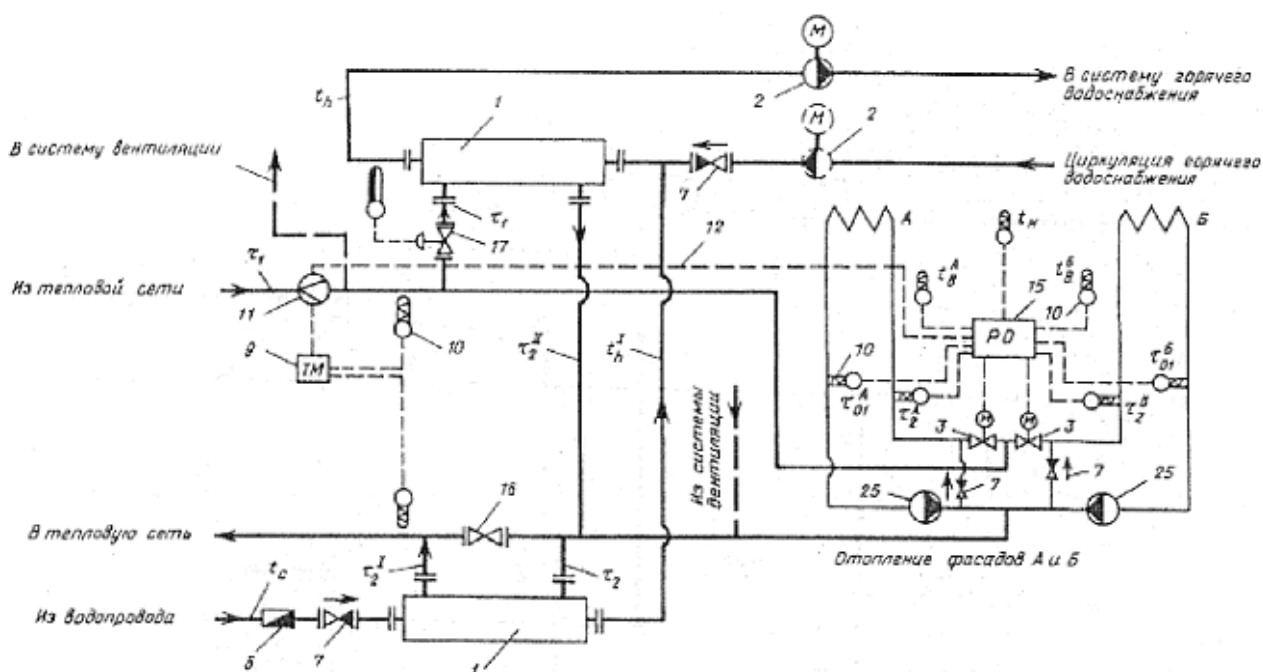


Схема 6 Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения при проектировании индивидуальных тепловых пунктов с зависимым присоединением систем отопления и пофасадным автоматическим регулированием расхода теплоты на отопление:

- 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения;
- 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос);
- 3 - регулирующий клапан с электроприводом;
- 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия);
- 5 - водомер для холодной воды;

6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод;

7 - обратный клапан;

8 - корректирующий подмешивающий насос;

9 - теплосчетчик;

10 - датчик температуры;

11 - датчик расхода воды;

12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод;

13 - датчик давления воды в трубопроводе;

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

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

15 - регулятор подачи теплоты на отопление;

16 - задвижка, нормально закрытая;

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

18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2;

19 - регулятор перепада давлений (электронный);

20 - водоподогреватель отопления;

21 - водомер горячеводный;

22 - подпиточный насос отопления;

23 - регулятор подпитки;

24 - предохранительный клапан;

25 - циркуляционный насос отопления

7. Одноступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов.(схема7)

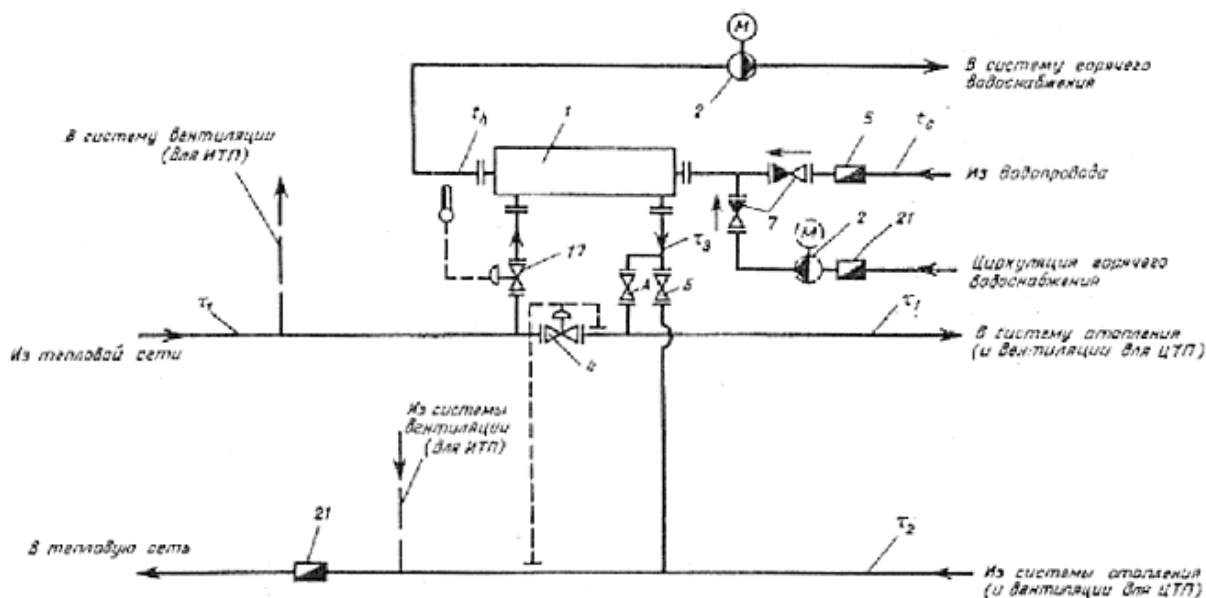


Схема 7 Одноступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов:

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

20 - водоподогреватель отопления;

21 - водомер горячеводный

8. Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов. (Схема8)

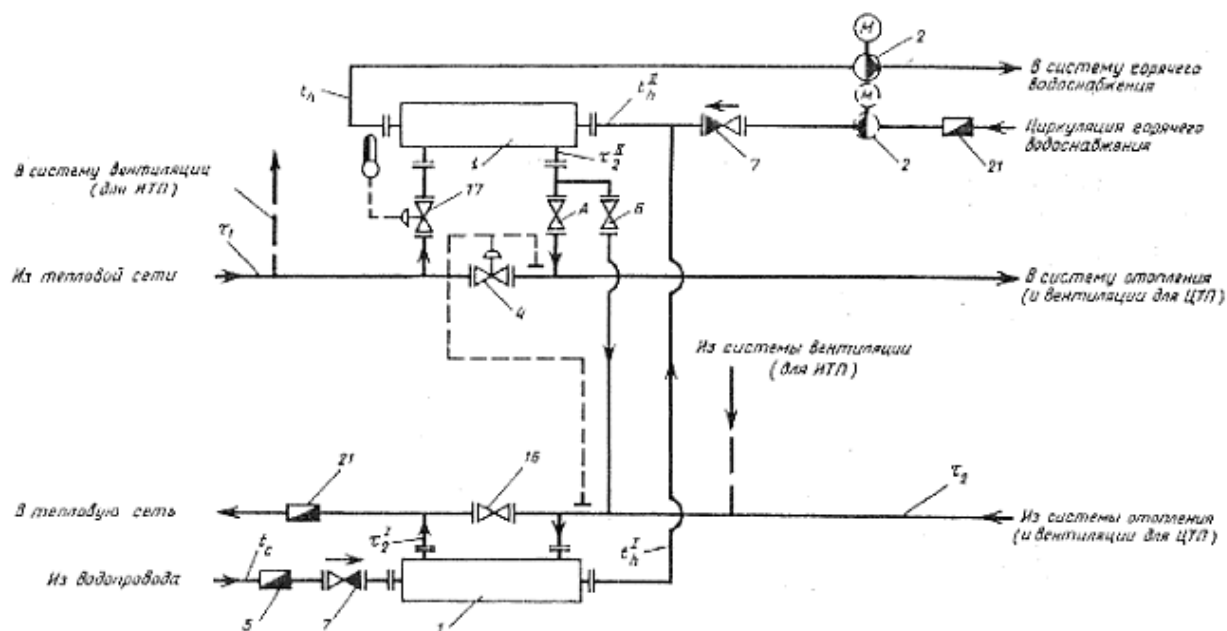


Схема 8 Двухступенчатая схема присоединения водоподогревателей горячего водоснабжения с зависимым присоединением систем отопления при отсутствии регуляторов расхода теплоты на отопление при проектировании центральных и индивидуальных тепловых пунктов:

- 1 - водоподогреватель горячего водоснабжения;
- 2 - повысительно-циркуляционный насос горячего водоснабжения (пунктиром - циркуляционный насос);
- 3 - регулирующий клапан с электроприводом;
- 4 - регулятор перепада давлений (прямого действия);
- 5 - водомер для холодной воды;
- 6 - регулятор подачи теплоты на отопление, горячее водоснабжение и ограничения максимального расхода сетевой воды на ввод;
- 7 - обратный клапан;
- 8 - корректирующий подмешивающий насос;
- 9 - теплосчетчик;

- 10 - датчик температуры;
- 11 - датчик расхода воды;
- 12 - сигнал ограничений максимального расхода воды из тепловой сети на ввод;
- 13 - датчик давления воды в трубопроводе;
- 14 - регулятор ограничений максимального расхода воды на ввод (прямого действия);
- 14а - датчик расхода воды в виде сужающего устройства (камерная диафрагма);
- 15 - регулятор подачи теплоты на отопление;
- 16 - задвижка, нормально закрытая;
- 17 - регулятор подачи теплоты на горячее водоснабжение (прямого действия);
- 18 - сигнал включения насоса при закрытии клапана К-2;
- 19 - регулятор перепада давлений (электронный);
- 20 - водоподогреватель отопления;
- 21 - водомер горячеводный

9. Схемы присоединения систем горячего водоснабжения и отопления при проектировании индивидуальных тепловых пунктов при зависимом (а) присоединении системы отопления через элеватор (пунктиром - с циркуляционным насосом) с учетом теплоты по тепломеру и независимом (б) - с учетом теплоты по водомеру. (схема9)

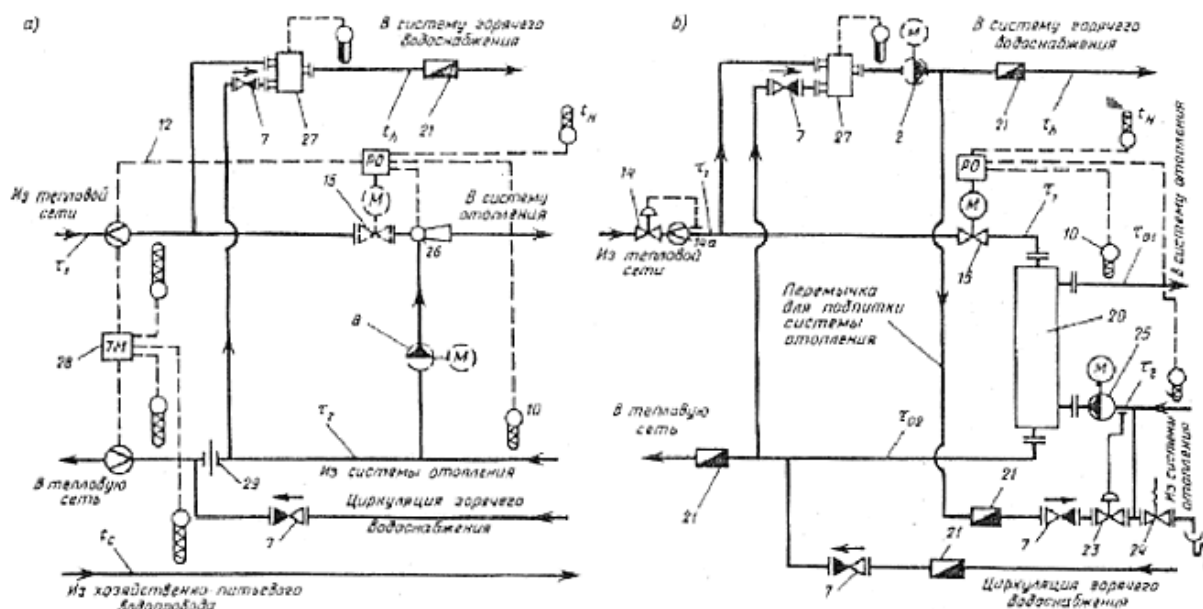


Схема 9 Схемы присоединения систем горячего водоснабжения и отопления при проектировании индивидуальных тепловых пунктов при зависимом:

(а) присоединении системы отопления через элеватор (пунктиром - с циркуляционным

насосом) с учетом теплоты по тепломеру и независимом

(б) - с учетом теплоты по водомеру

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

Согласно СП 124.13330.2012. Свод правил. Тепловые сети:

14 Тепловые пункты

14.1. В закрытых и открытых системах теплоснабжения способ присоединения зданий к тепловым сетям через ЦТП или ИТП определяется на основании технико-экономического обоснования или в соответствии с заданием на проектирование, с учетом гидравлического режима работы и температурного графика тепловых сетей и зданий.

14.2. Проектирование тепловых пунктов должно осуществляться в соответствии с СП 60.13330 и [6], с учетом требований настоящего раздела, которые распространяются на тепловые пункты, классифицируемые как сооружения на тепловых сетях и находящиеся на балансе теплоснабжающей (теплосетевой) компании.

14.3. Устройство узла ввода обязательно для каждого здания независимо от наличия ЦТП, при этом в узле ввода предусматриваются только те мероприятия, которые необходимы для присоединения данного здания и не предусмотрены в ЦТП.

14.4. В тепловых пунктах предусматривается размещение оборудования, арматуры, приборов контроля, управления и автоматизации, посредством которых осуществляются:

- преобразование вида теплоносителя или его параметров;
- контроль параметров теплоносителя;
- учет тепловых нагрузок, расходов теплоносителя и конденсата;
- регулирование расхода теплоносителя и распределение по системам потребления теплоты (через распределительные сети в ЦТП или непосредственно в системы ИТП);
- защита местных систем от аварийного повышения параметров теплоносителя;
- заполнение и подпитка систем потребления теплоты;
- сбор, охлаждение, возврат конденсата и контроль его качества;

- аккумуляция теплоты;
- подготовка воды для систем горячего водоснабжения.

В тепловом пункте в зависимости от его назначения и местных условий могут осуществляться все перечисленные мероприятия или только их часть. Приборы контроля параметров теплоносителя и учета расхода теплоты следует предусматривать во всех тепловых пунктах.

14.5. Основные требования к размещению трубопроводов, оборудования и арматуры в тепловых пунктах следует принимать по Приложению Б.

14.6. Присоединение потребителей теплоты к тепловым сетям в тепловых пунктах следует предусматривать по схемам, обеспечивающим минимальный расход воды в тепловых сетях, а также экономию теплоты за счет применения регуляторов расхода теплоты и ограничителей максимального расхода сетевой воды, корректирующих насосов или элеваторов с автоматическим регулированием температуры воды, поступающей в системы отопления, вентиляции, кондиционирования воздуха, в зависимости от температуры наружного воздуха.

14.7. Расчетная температура воды в подающих трубопроводах после ЦТП должна приниматься:

при присоединении систем отопления зданий по зависимой схеме – равной, как правило, расчетной температуре воды в подающем трубопроводе тепловых сетей до ЦТП;

при независимой схеме – равной или не более чем на 30 °С ниже расчетной температуры воды в подающем трубопроводе тепловых сетей до ЦТП, но не выше 150 °С и не ниже расчетной, принятой в системе потребителя;

при присоединении к ЦТП зданий с разной расчетной температурой воды в системах отопления температура после ЦТП должна приниматься по более высокой температуре, с организацией отдельных контуров циркуляции с помощью насосов смешения с рабочей температурой воды для каждого потребителя.

Самостоятельные трубопроводы от ЦТП для присоединения систем вентиляции при независимой схеме присоединения систем отопления предусматриваются при максимальной тепловой нагрузке на вентиляцию более 50% максимальной тепловой нагрузки на отопление.

14.8. При расчете поверхности нагрева водо-водяных водоподогревателей для систем горячего водоснабжения и отопления температуру воды в подающем трубопроводе тепловой сети следует принимать равной температуре в точке излома графика температур воды или минимальной температуре воды, если отсутствует излом графика температур, а для систем отопления – также температуру воды, соответствующую расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления. В качестве расчетной следует принимать большую из полученных величин поверхности нагрева.

14.9. Температура горячей воды на выходе из подогревателя должна обеспечивать температуру горячей воды у потребителя в пределах, регламентированных СанПиН 2.1.4.2496, с учетом снижения температуры горячей воды в тепловых сетях и стояках зданий.

14.11. Для скоростных секционных водо-водяных водоподогревателей следует принимать противоточную схему потоков теплоносителей, при этом греющая вода из тепловой сети должна поступать:

- в кожухотрубные водоподогреватели систем отопления – в трубки;
- то же, горячего водоснабжения – в межтрубное пространство;
- в пластинчатые водонагреватели – по схеме изготовителя.

В пароводяные водоподогреватели пар должен поступать в межтрубное пространство.

Для систем горячего водоснабжения при паровых тепловых сетях допускается применять емкие водоподогреватели, используя их в качестве баков-аккумуляторов горячей воды при условии соответствия их вместимости, требуемой при расчете для баков-аккумуляторов.

Кроме скоростных водоподогревателей возможно применение водоподогревателей других типов, имеющих высокие теплотехнические и эксплуатационные характеристики, малые габариты.

14.12. Минимальное число водо-водяных водоподогревателей следует принимать:

два, параллельно включенных, каждый из которых должен рассчитываться на 100% тепловой нагрузки – для систем отопления зданий, не допускающих перерывов в подаче теплоты;

два, рассчитанных на 75% тепловой нагрузки каждый, – для систем отопления зданий, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха ниже минус 40 °С;

один – для остальных систем отопления;

по одному в каждой ступени подогрева – для систем горячего водоснабжения.

При нагрузке в системе ГВС более 2 МВт – два теплообменника в каждой ступени нагрева, рассчитанных на 50% тепловой нагрузки.

При установке в системах отопления, вентиляции или горячего водоснабжения пароводяных водоподогревателей число их должно приниматься не менее двух, включаемых параллельно, резервные водоподогреватели можно не предусматривать.

Для технологических установок, не допускающих перерывов в подаче теплоты, должны предусматриваться резервные водоподогреватели, рассчитанные на тепловую нагрузку в соответствии с режимом работы технологических установок предприятия.

14.13. На трубопроводах следует предусматривать устройство штуцеров с запорной арматурой условным проходом 15 мм для выпуска воздуха в высших точках всех трубопроводов и условным проходом не менее 25 мм – для спуска воды в низших точках трубопроводов воды и конденсата, также допускается

установка автоматических воздухоотводчиков, присоединенных к трубопроводу через запорную арматуру.

Допускается устройство для спуска воды выполнять не в прямке ЦТП, а за пределами ЦТП в специальных камерах с последующим самотечным водоудалением в приемные колодцы.

14.14. Грязевики следует устанавливать:

в тепловом пункте на подающих трубопроводах на вводе;

на обратном трубопроводе перед регулирующими устройствами и приборами учета расходов воды и теплоты – не более одного;

в ИТП – независимо от наличия их в ЦТП;

в тепловых узлах потребителей 3-й категории – на подающем трубопроводе на вводе.

При установке фильтров на вводе в тепловой пункт, дополнительная установка фильтров перед механическими водосчетчиками (крыльчатыми, турбинными), пластинчатыми теплообменниками и другим оборудованием по ходу воды не требуется, кроме особых требований заводов – производителей оборудования.

14.15. В тепловых пунктах не допускается устройство пусковых перемычек между подающим и обратным трубопроводами тепловых сетей, а также обводных трубопроводов помимо насосов (кроме подкачивающих), элеваторов, регулирующих клапанов, грязевиков и приборов для учета расхода воды и теплоты.

При установке на обратном трубопроводе на выходе из теплового пункта регулятора давления «до себя» вокруг него должен быть предусмотрен обводной трубопровод с запорным устройством для возможности заполнения систем теплоснабжения.

Регуляторы перелива и конденсатоотводчики должны иметь обводные трубопроводы.

14.16. Для защиты от внутренней коррозии и образования накипи трубопроводов и оборудования централизованных систем горячего водоснабжения, присоединяемых к тепловым сетям через водоподогреватели, следует предусматривать обработку воды, осуществляемую, как правило, в ЦТП. Отбор воды из тепловой сети для подпитки систем горячего водоснабжения при независимой схеме присоединения не допускается.

Для защиты трубопроводов тепловых сетей от отложений солей жесткости допускается применение методов обработки воды, возможность использования которых подтверждена в порядке, установленном законодательством Российской Федерации в области технического регулирования и санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

Решение о выборе технологии обработки воды, а также об отказе в использовании технологии обработки воды должно приниматься на основании химического анализа исходной воды.

14.17. Обработка питьевой воды не должна ухудшать ее санитарно-гигиенические показатели. Реагенты и материалы, применяемые для обработки воды, поступающей в систему горячего водоснабжения, должны быть разрешены надзорными органами.

14.18. При установке баков-аккумуляторов для систем горячего водоснабжения в тепловых пунктах с деаэрацией воды необходимо предусматривать защиту внутренней поверхности баков от коррозии и воды в них от аэрации путем применения герметизирующих жидкостей. При отсутствии деаэрации внутренняя поверхность баков должна быть защищена от коррозии за счет применения защитных покрытий или катодной защиты. В конструкции бака следует предусматривать устройство, исключающее попадание герметизирующей жидкости в систему горячего водоснабжения.

14.19. Для тепловых пунктов (кроме встроенных ИТП мощностью менее 0,7 МВт) следует предусматривать приточно-вытяжную вентиляцию, рассчитанную на воздухообмен, определяемый по тепловыделениям от

трубопроводов и оборудования. Расчетную температуру воздуха в рабочей зоне в холодный период года следует принимать не выше 28 °С, в теплый период года – на 5 °С выше температуры наружного воздуха. При размещении тепловых пунктов в жилых и общественных зданиях следует производить проверочный расчет теплопоступлений из теплового пункта в смежные с ним помещения. В случае превышения в этих помещениях допускаемой температуры воздуха следует предусматривать мероприятия по дополнительной теплоизоляции ограждающих конструкций смежных помещений.

Для встроенных тепловых пунктов отдельных зданий (частей зданий) с нагрузкой менее 0,7 МВт и имеющих ограждения из сетки или металлической решетки устройство приточно-вытяжной вентиляции не требуется.

Размещение водопроводных подкачивающих насосов в таких пунктах не допускается, насосы отопления и горячего водоснабжения устанавливаются без резерва.

ИТП следует проектировать по техническим условиям эксплуатирующей организации тепловой сети с указанием всех параметров подающего и обратного трубопроводов, ограничением максимального расхода и техническим условиям на узел учета.

14.20. В полу теплового пункта следует устанавливать трап, а при невозможности самотечного отвода воды – устраивать водосборный приямок размером не менее 0,5 x 0,5 x 0,8 м. Приямок перекрывается съемной решеткой.

Для откачки воды из водосборного приямка в систему канализации, водостока или попутного дренажа следует предусматривать один дренажный насос. Насос, предназначенный для откачки воды из водосборного приямка, не допускается использовать для промывки систем потребления теплоты.

14.21. В тепловых пунктах следует предусматривать мероприятия по предотвращению превышения допускаемого уровня шума в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.562.

14.22. Минимальные расстояния в свету от отдельно стоящих наземных ЦТП до наружных стен жилых зданий и сооружений должны быть не менее 25 м.

В особо стесненных условиях допускается уменьшение расстояния до 15 м при условии принятия дополнительных мер по снижению шума до допустимого по санитарным нормам уровня. При этом проведение расчета шумового воздействия обязательно.

14.23. Тепловые пункты по размещению на генеральном плане подразделяются на отдельно стоящие, пристроенные к зданиям и сооружениям и встроенные в здания и сооружения.

14.24. Встроенные в здания тепловые пункты следует размещать в отдельных помещениях у наружных стен зданий. В особо стесненных условиях допускается размещение ИТП в подвальных помещениях зданий, с обязательным проведением в данных помещениях работ по обеспечению шумоизоляции.

14.25. Из центрального теплового пункта должны предусматриваться выходы:

при длине помещения теплового пункта 12 м и менее – один выход в соседнее помещение, коридор или лестничную клетку;

при длине помещения теплового пункта более 12 м – два выхода, один из которых должен быть непосредственно наружу, второй – в соседнее помещение, лестничную клетку или коридор.

Помещения тепловых пунктов потребителей пара давлением более 0,07 МПа должны иметь не менее двух выходов независимо от габаритов помещения.

14.26. Проемы для естественного освещения тепловых пунктов предусматривать не требуется. Двери и ворота должны открываться из помещения или здания теплового пункта от себя.

14.27. По взрывопожарной и пожарной опасности помещения тепловых пунктов должны соответствовать категории Д по СП 12.13130.

14.28. Тепловые пункты, размещаемые в помещениях производственных и складских зданий, а также административно-бытовых зданиях промышленных предприятий, в жилых и общественных зданиях, должны отделяться от других помещений перегородками или ограждениями, предотвращающими доступ посторонних лиц в тепловой пункт.

14.29. Для монтажа оборудования, габариты которого превышают размеры дверей, в наземных тепловых пунктах следует предусматривать монтажные проемы или ворота в стенах.

При этом размеры монтажного проема и ворот должны быть на 0,2 м более габаритных размеров наибольшего оборудования или блока трубопроводов.

14.30. Для перемещения оборудования и арматуры или неразъемных частей блоков оборудования следует предусматривать инвентарные подъемно-транспортные устройства.

При невозможности применения инвентарных устройств допускается предусматривать стационарные подъемно-транспортные устройства:

при массе перемещаемого груза от 0,1 до 1 т – монорельсы с ручными таями и кошками или краны подвесные ручные однобалочные;

то же, более 1 до 2 т – краны подвесные ручные однобалочные;

то же, более 2 т – краны подвесные электрические однобалочные.

Допускается предусматривать возможность использования подвижных подъемно-транспортных средств.

14.31. Для обслуживания оборудования и арматуры, расположенных на высоте от 1,5 до 2,5 м от пола, должны предусматриваться передвижные площадки или переносные устройства (стремянки). В случае невозможности создания проходов для передвижных площадок, а также обслуживания оборудования и арматуры, расположенных на высоте 2,5 м и более, необходимо

предусматривать стационарные площадки с ограждением и постоянными лестницами. Размеры площадок, лестниц и ограждений следует принимать в соответствии с требованиями ГОСТ 23120.

Расстояние от уровня стационарной площадки до верхнего перекрытия должно быть не менее 2 м.

14.32. В ЦТП с постоянным обслуживающим персоналом следует предусматривать санузел с умывальником.

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

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

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

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

Тепловые сети, тепловые пункты и насосные станции должны быть оснащены в соответствии с действующими НТД средствами тепловой автоматики, измерений и контроля, обеспечивающими правильность и экономичность ведения технологического режима, безопасную эксплуатацию оборудования, контроль и учет расхода тепловой энергии.

В тепловых сетях должны быть предусмотрены:

а) автоматические регуляторы и блокировки, обеспечивающие:

- заданное давление воды в подающем и обратном трубопроводах водяных тепловых сетей с поддержанием в подающем трубопроводе постоянного давления «после себя» и в обратном - «до себя» (регулятор подпора);

- деление (рассечку) водяной сети на гидравлически независимые зоны при повышении давления воды сверх допустимого;

- включение подпиточных устройств в узлах рассечки для поддержания статического давления воды в отключенной зоне на заданном уровне;

б) отборные устройства с необходимой запорной арматурой для измерения:

- температуры воды в подающем (выборочно) и обратных трубопроводах перед секционирующими задвижками и, как правило, в обратном трубопроводе ответвлений диаметром 300 мм и выше перед задвижкой по ходу воды;

- давления в подающих и обратных трубопроводах до и после секционирующих задвижек и регулирующих устройств и, как правило, в подающих и обратных трубопроводах ответвлений диаметром 300 мм и более перед задвижкой;

- расхода воды в подающих и обратных трубопроводах ответвлений диаметром 400 мм и выше;

- давления пара в трубопроводах ответвлений перед задвижкой.

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

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

- постоянное заданное давление в подающем или обратном трубопроводах насосной станций при любых режимах работы сети:

- включение резервного насоса, установленного на обратном трубопроводе, при повышении давления сверх допустимого во всасывающем трубопроводе насосной станции или установленного на подающем трубопроводе - при снижении давления в напорном трубопроводе насосной станции;

- автоматическое включение резервного насоса (АВР) при отключении работающего или падении давления в напорном патрубке.

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

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

Автоматизация тепловых пунктов должна обеспечивать:

- регулирование расхода тепла в системе отопления и ограничения максимального расхода сетевой воды у потребителя;

- заданную температуру воды в системе горячего водоснабжения;

- поддержание статического давления в системах теплоснабжения при их независимом присоединении:

- заданное давление в обратном трубопроводе или требуемый перепад давлений в подающем и обратном трубопроводах тепловых сетей:

- защиту систем теплоснабжения от повышенного давления или температуры воды в случае возникновения опасности превышения допустимых предельных параметров;

- включение резервного насоса при отключении рабочего;

- прекращение подачи воды в бак-аккумулятор при достижении верхнего уровня воды в баке и разбора воды из бака при достижении нижнего уровня;

- защиту системы отопления от опорожнения:

- включение и выключение дренажных насосов в подземных тепловых пунктах по заданным уровням воды в дренажном приемнике.

Для учета расхода тепловой энергии и теплоносителя должны предусматриваться приборы учета в соответствии с Правилами учета тепловой энергии и теплоносителя [17];

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

показывающими манометрами на подающем и обратном трубопроводах до и после входных задвижек, на каждом подающем трубопроводе после задвижек на распределительном коллекторе, на всасывающих и нагнетательных патрубках каждого насоса;

показывающими термометрами на общих подающих и обратных трубопроводах, на всех обратных трубопроводах перед сборными коллекторами (применение в открытых системах теплоснабжения и системах горячего водоснабжения термометров с ртутным заполнением не допускается);

регистрирующими расходомерами и термометрами на подающем и обратном трубопроводах;

приборами учета расхода тепловой энергии и теплоносителя.

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

регистрирующими и суммирующими расходомерами пара;

регистрирующими и показывающими манометрами и термометрами на вводе паропроводов;

суммирующими расходомерами, показывающими манометрами и термометрами на конденсатопроводах;

показывающими манометрами и термометрами до и после редукционных клапанов.

Гильзы термометров должны устанавливаться:

на трубопроводах диаметром 70-200 мм наклонно к оси трубопровода против течения потока или вдоль оси трубы в колене трубопровода:

на трубопроводах диаметром менее 70 мм в специальных расширителях;

на трубопроводах диаметром более 200 мм перпендикулярно оси трубопровода.

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

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

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

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

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

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

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

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

Организация должна обеспечить:

- своевременное представление в поверку средств измерений (СИ), подлежащих государственному контролю и надзору;
- проведение работ по калибровке СИ, не подлежащих поверке;
- обслуживание, ремонт СИ, метрологический контроль и надзор.

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

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

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

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

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

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

3 Гидравлический расчет и режимы тепловых сетей

3.1 Гидравлический расчет тепловых сетей

В задачу гидравлического расчета входят:

- определение диаметра трубопроводов;
- определение падения давления (напора);
- определение давлений (напоров) в различных точках сети;
- увязка всех точек сети при статическом и динамическом режимах с целью обеспечения допустимых давлений и требуемых напоров в сети и абонентских системах.

По результатам гидравлического расчета можно решить следующие задачи.

1. Определение капитальных затрат, расхода металла (труб) и основного объема работ по прокладке тепловой сети.
2. Определение характеристик циркуляционных и подпиточных насосов.

3. Определение условий работы тепловой сети и выбора схем присоединения абонентов.

4. Выбор автоматики для тепловой сети и абонентов.

5. Разработка режимов эксплуатации.

. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003

3.2 Схемы и конфигурации тепловых сетей

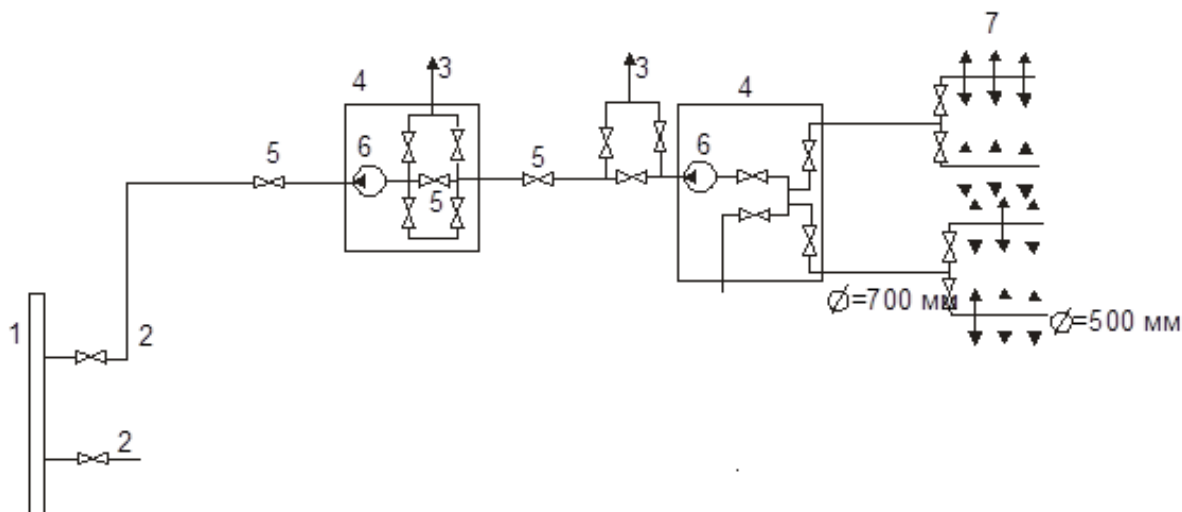
Принятая к разработке в проекте схема теплоснабжения должна обеспечивать СП 124.13330.2012. Свод правил. Тепловые сети:

- безопасность и надежность теплоснабжения потребителей;
- энергетическую эффективность теплоснабжения и потребления тепловой энергии;
- нормативный уровень надежности, определяемый тремя критериями: вероятностью безотказной работы, готовностью (качеством) теплоснабжения и живучестью;
- требования экологии;
- безопасность эксплуатации.

Схема тепловой сети определяется размещением источников тепла по отношению к району потребления, характером тепловой нагрузки и видом теплоносителя.

Удельная протяженность паровых сетей на единицу расчетной тепловой нагрузки невелика, поскольку потребители пара – как правило, промышленные потребители – находятся на небольшом расстоянии от источника тепла.

Более сложной задачей является выбор схемы водяных тепловых сетей вследствие большой протяженности, большого количества абонентов. Водяные ТС менее долговечны, чем паровые вследствие большей коррозии, больше чувствительны к авариям из-за большой плотности воды.



*Рис.3.1. Однолинейная коммуникационная сеть двухтрубной тепловой сети
1-коллектор ТЕЦ; 2-магистральная сеть $\varnothing=1200$ мм; 3-распределительная сеть $\varnothing=1000$ мм; 4-секционирующая камера; 5-секционирующая задвижка; 6-насос; 7-потребитель*

Водяные сети разделяют на магистральные и распределительные. По магистральным сетям теплоноситель подается от источников тепла в районы потребления. По распределительным сетям вода подается на ГТП и МТП и к абонентам. Непосредственно к магистральным сетям абоненты присоединяются очень редко. В узлах присоединения распределительных сетей к магистральным устанавливаются секционирующие камеры с задвижками. Секционирующие задвижки на магистральных сетях обычно устанавливаются через 2-3 км. Благодаря установке секционирующих задвижек уменьшаются потери воды при авариях ТС. Распределительные и магистральные ТС с диаметром меньше 700 мм делаются обычно тупиковыми. В случае аварий для большей части территории страны допустим перерыв в теплоснабжении зданий до 24 часов. Если же перерыв в теплоснабжении недопустим, необходимо предусматривать дублирование или закольцовку ТС.

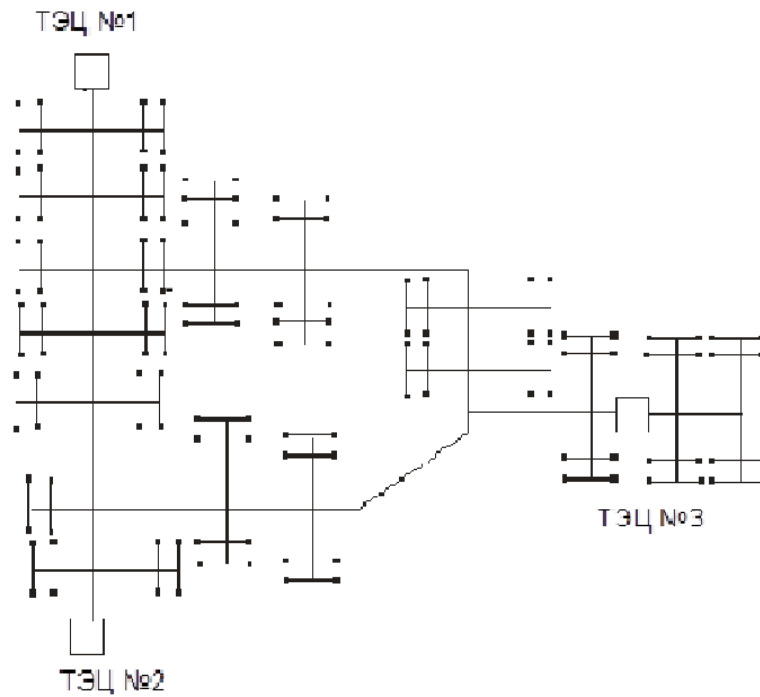


Рис.3.2. Кольцевая тепловая сеть от трех ТЭЦ

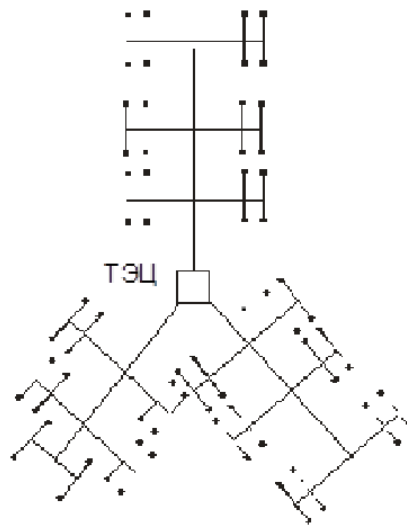


Рис.3.3. Радиальная тепловая сеть

При теплоснабжении крупных городов от нескольких ТЭЦ целесообразно предусмотреть взаимную блокировку ТЭЦ путем соединения их магистралей блокировочными связями. В этом случае получается кольцевая тепловая сеть с несколькими источниками питания. Подобная схема имеет более высокую

надежность, обеспечивает передачу резервирующих потоков воды при аварии на каком-либо участке сети. При диаметрах магистралей, отходящих от источника тепла 700 мм и менее, обычно применяют радиальную схему тепловой сети с постепенным уменьшением диаметра трубы по мере удаления от источника и снижения присоединенной нагрузки. Такая сеть наиболее дешевая, но при аварии теплоснабжение абонентов прекращается.

Основные расчетные зависимости

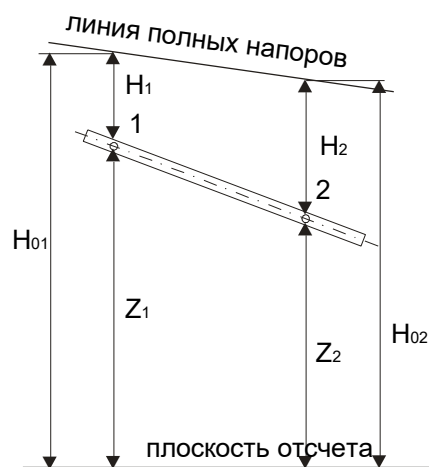


Рис.3.4. Схема движения жидкости в трубе

Одномерное установившееся движение жидкости в трубе описывается уравнением Бернулли.

$$Z_1 g + \frac{w_1^2}{2} + \frac{p_1}{\rho} = Z_2 g + \frac{w_2^2}{2} + \frac{p_2}{\rho} + \frac{\Delta p}{\rho},$$

где: Z_1, Z_2 – геометрическая высота оси трубы в сечениях 1 и 2;

w_1 и w_2 – скорости движения жидкости в сечениях 1 и 2;

p_1 и p_2 – давление жидкости на оси трубы в сечениях 1 и 2;

Δp – падение давления на отрезке 1-2;

g – ускорение свободного падения.

Уравнение Бернулли можно записать относительно напоров, разделив обе части на g .

Скорость жидкости в трубопроводах невелика, поэтому кинетической

энергией потока можно пренебречь. Выражение $H=p/rg$ называется пьезометрическим напором, а сумма высоты Z и пьезометрического напора называют полным напором.

$$H_0 = Z + \frac{p}{rg} = Z + H \quad (3.1)$$

Падение давления в трубе представляет собой сумму линейных потерь давления и потерь давления на местных гидравлических сопротивлениях.

$$\Delta p = \Delta p_{\text{л}} + \Delta p_{\text{м}} \quad (3.2)$$

В трубопроводах

$$\Delta p_{\text{л}} = R_{\text{л}} L$$

где $R_{\text{л}}$ – удельное падение давления, т.е. падение давления единицы длины трубы, определяемое по формуле д'Арси.

$$R = \lambda \frac{\rho w^2}{2d} = 0.812 \lambda \frac{G^2}{d^5 \rho} \quad (3.3)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ зависит от режима течения жидкости и абсолютной эквивалентной шероховатости стенок трубы $k_{\text{э}}$. Можно в расчетах принимать следующие значения $k_{\text{э}}$ – в паропроводах $k_{\text{э}} = 0.2$ мм; в водяных сетях $k_{\text{э}} = 0.5$ мм; в конденсатопроводах и системах ГВС $k_{\text{э}} = 1$ мм.

При ламинарном течении жидкости в трубе ($Re < 2300$)

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (3.4)$$

В переходной области $2300 < Re < 4000$

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{k_{\text{э}}}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0.25} \quad (3.5)$$

При $Re > \frac{568d}{k_{\text{э}}} = Re_{\text{кр}}$

$$\lambda = 0.11 \left(\frac{k_{\text{э}}}{d} \right)^{0.25} \quad (3.6)$$

Обычно в тепловых сетях $Re > Re_{пр}$, поэтому (3.3) можно привести к виду

$$R_{л} = A_R \frac{G^2}{(\rho d^{5.25})} \quad (3.7)$$

где $A_R = 0.812 \cdot 0.11 \cdot k_9^{0.25}$.

Потери давления на местных сопротивлениях определяются по формуле

$$\Delta p_{м} = \xi \frac{\rho w^2}{2} = 0.812 \xi \frac{G^2}{\rho d^4} \quad (3.8)$$

Значения коэффициента местного гидравлического сопротивления ξ приводятся в справочниках. При гидравлических расчетах можно учитывать потери давления на местных сопротивлениях через эквивалентную длину.

$$l_{эк} = \frac{1}{\lambda} \xi d$$

Тогда

$$\Delta p = R_{л} (l + l_{эк}) = R_{л} l (1 + \alpha)$$

где $\alpha = l_{эк}/l$ – доля местных потерь давления.

Порядок гидравлического расчета

Обычно при гидравлическом расчете задаются расход теплоносителя и суммарное падение давления на участке. Требуется найти диаметр трубопровода. Расчет состоит из двух этапов – предварительного и проверочного.

Предварительный расчет.

1. Задаются доли местных падений давления $\alpha = 0.3 \dots 0.6$.
2. Оценивают удельные потери давления

$$R_{л} = \frac{\Delta p}{2l(1 + \alpha)}$$

Если падение давления на участке неизвестно, то задаются величиной $R_{л} < 20 \dots 30$ Па/м.

3. Рассчитывают диаметр трубопровода из условия работы в турбулентном режиме. Для водяных тепловых сетей плотность принимают равной 975 кг/м^3 .

Из (3.7) найдем

$$d = \left(\frac{A_R G^2}{\rho R_{\text{л}}} \right)^{0.19} \quad (3.9)$$

где ρ – средняя плотность воды на данном участке. По найденному значению диаметру выбирают по ГОСТ трубу с ближайшим внутренним диаметром. При выборе трубы указывают либо d_y и d , либо d_n и d .

Поверочный расчет.

Для концевых участков следует проверить режим движения. Если окажется, что режим движения переходный, то, если есть возможность, нужно уменьшить диаметр трубы. Если это невозможно, то нужно вести расчет по формулам переходного режима.

1. Уточняются значения $R_{\text{л}}$;

2. Уточняются типы местных сопротивлений и их эквивалентные длины. Задвижки устанавливаются на выходе и входе коллектора, в местах присоединения распределительных сетей к магистральным, ответвлений к потребителю и у потребителей. Если длина ответвления менее 25 м, то допускается устанавливать задвижку только у потребителя. Секционирующие задвижки устанавливаются через 1 – 3 км. Кроме задвижек возможны и другие местные сопротивления – повороты, изменения сечения, тройники, слияние и разветвление потока и т.д.

Для определения количества температурных компенсаторов длины участков делятся на допустимое расстояние между неподвижными опорами. Результат округляется до ближайшего целого числа. Если на участке есть повороты, то они могут быть использованы для самокомпенсации температурных удлинений. При этом количество компенсаторов уменьшается на число поворотов.

4. Определяются потери давления на участке.

Для закрытых систем

$$\Delta p_{уч} = 2R_{л}(l + l_{э})$$

Для открытых систем предварительный расчет ведется по эквивалентному расходу

$$G_{эк \text{ в}} = \sqrt{G_{о \text{ в}}^2 + (G_{з \text{ в}}^{np})^2 - 0.5G_{о \text{ в}}G_{з \text{ в}}^{np}}$$

При поверочном расчете удельные линейные потери давления рассчитываются отдельно для подающего и обратного трубопроводов для действительных расходов.

$$\Delta p_y^{np} = R_{л}^{np}(l + l_{м}),$$

$$\Delta p_y^{o \text{ в}} = R_{л}^{o \text{ в}}(l + l_{м}).$$

По окончании гидравлического расчета строится пьезометрический график.

3.3. Пьезометрический график тепловой сети

На пьезометрическом графике в масштабе нанесены рельеф местности, высота присоединенных зданий, напор в сети. По этому графику легко определить напор и располагаемый напор в любой точке сети и абонентских системах.

За горизонтальную плоскость отсчета напоров принят уровень 1 – 1. Линия П₁ – П₄ – график напоров подающей линии. Линия О₁ – О₄ – график напоров обратной линии. Н_{о1} – полный напор на обратном коллекторе источника; Н_{сн} – напор сетевого насоса; Н_{ст} – полный напор подпиточного насоса, или полный статический напор в тепловой сети; Н_к – полный напор в т.К на нагнетательном патрубке сетевого насоса; ΔН_т – потеря напора в теплоприготовительной установке; Н_{п1} – полный напор на подающем коллекторе, Н_{п1} = Н_к - ΔН_т. Располагаемый напор сетевой воды на коллекторе ТЭЦ Н₁ = Н_{п1} - Н_{о1}. Напор в

любой точке сети i обозначается как H_{pi} , H_{oi} – полные напоры в прямом и обратном трубопроводе. Если геодезическая высота в точке i есть Z_i , то пьезометрический напор в этой точке есть $H_{pi} - Z_i$, $H_{oi} - Z_i$ в прямом и обратном трубопроводах, соответственно. Располагаемый напор в точке i есть разность пьезометрических напоров в прямом и обратном трубопроводах – $H_{pi} - H_{oi}$. Располагаемый напор в ТС в узле присоединения абонента Д есть $H_4 = H_{p4} - H_{o4}$.

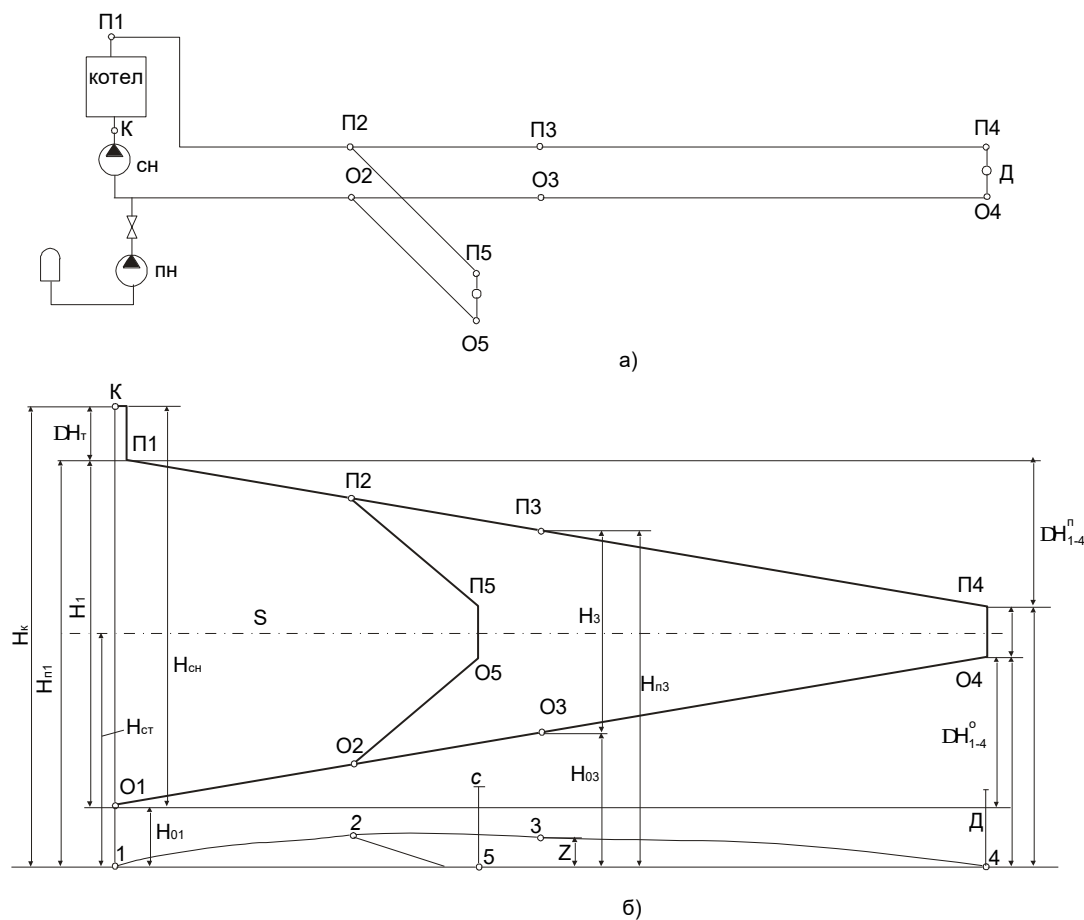


Рис.3.5. Схема (а) и пьезометрический график (б) двухтрубной тепловой сети

Потеря напора в подающей линии на участке 1 – 4 есть $\Delta H_{1-4}^n = H_{n1} - H_{n4}$.

Потеря напора в обратной линии на участке 1 – 4 есть $\Delta H_{1-4}^o = H_{o4} - H_{o1}$. При работе сетевого насоса напор $H_{ст}$ подпиточного насоса регулируется регулятором давления до H_{o1} . При остановке сетевого насоса в сети устанавливается статический напор $H_{ст}$, развиваемый подпиточным насосом.

При гидравлическом расчете паропровода можно не учитывать профиль паропровода из-за малой плотности пара. Потери напора у абонентов, например $\Delta H_5 = H_{n5} - H_{o5}$ зависит от схемы присоединения абонента. При элеваторном смешении $\Delta H_5 = 10 \dots 15$ м, при безэлеваторном вводе – $\Delta H_5 = 2 \dots 5$ м, при наличии поверхностных подогревателей $\Delta H_{\text{п}} = 5 \dots 10$ м, при насосном смешении $\Delta H_{\text{нс}} = 2 \dots 4$ м.

Требования к режиму давления в тепловой сети:

1. в любой точке системы давление не должно превышать максимально допустимой величины. Трубопроводы системы теплоснабжения рассчитаны на 16 ата, трубопроводы местных систем – на давление 6-7 ата;
2. во избежание подсосов воздуха в любой точке системы давление должно быть не менее 1.5 ата. Кроме того это условие необходимо для предупреждения кавитации насосов;
3. в любой точке системы давление должно быть не меньше давления насыщения при данной температуре во избежание вскипания воды;

. Особенности гидравлического расчета паропроводов.

Диаметр паропровода рассчитывают исходя либо из допустимых потерь давления, либо из допустимой скорости пара. Предварительно задается плотность пара на расчетном участке.

- расчет по допустимым потерям давления.

$$\text{Оценивают } R = \frac{p_1 - p_2}{l(1 + \alpha)},$$

$$\alpha = 0.3 \dots 0.6.$$

По (3.9) рассчитывают диаметр трубы.

- задаются скоростью пара в трубе. Из уравнения для расхода пара

$G = w \rho F$ находят диаметр трубы.

По ГОСТу подбирается труба с ближайшим внутренним диаметром.

Уточняются удельные линейные потери и виды местных сопротивлений, рассчитываются эквивалентные длины. Определяется давление на конце трубопровода. Рассчитываются потери тепла на расчетном участке по нормируемым потерям тепла.

$$Q_{\text{пот}} = q_1 l$$

где q_1 – потери тепла на единицу длины при заданной разности температур пара и окружающей среды с учетом потерь тепла на опорах, задвижках и т.п. Если q_1 определено без учета потерь тепла на опорах, задвижках и т.п., то

$$Q_{\text{пот}} = q_1 (t_{\text{ср}} - t_o)(1 + b)$$

где $t_{\text{ср}}$ – средняя температура пара на участке,

t_o – температура окружающей среды, зависящая от способа прокладки. При наземной прокладке $t_o = t_{\text{но}}$, при подземной бесканальной прокладке $t_o = t_{\text{гр}}$ (температура грунта на глубине укладки), при прокладке в проходных и полупроходных каналах $t_o = 40 \dots 50$ °С. При прокладке в непроходных каналах $t_o = 5$ °С. По найденным потерям тепла определяют изменение энтальпии пара на участке и значение энтальпии пара в конце участка.

$$D_{\text{iyч}} = Q_{\text{пот}} / D,$$

$$i_k = i_n - D_{\text{iyч}}.$$

По найденным значениям давления и энтальпии пара в начале и конце участка определяется новое значение средней плотности пара $\rho_{\text{ср}} = (\rho_n + \rho_k)/2$. Если новое значение плотности отличается от ранее заданного более чем на 3 %, то поверочный расчет повторяют с уточнением одновременно и $R_{\text{л}}$.

Особенности расчета конденсатопроводов

При расчете конденсатопровода необходимо учитывать возможное парообразование при понижении давления ниже давления насыщения (вторичный пар), конденсацию пара за счет тепловых потерь и пролетный пар

после конденсатоотводчиков. Количество пролетного пара определяется по характеристике конденсатоотводчика. Количество сконденсировавшегося пара определяется по потере тепла и теплоте парообразования. Количество вторичного пара определяется по средним параметрам на расчетном участке.

Если конденсат близок к состоянию насыщения, то расчет нужно вести как для паропровода. При транспорте переохлажденного конденсата расчет выполняется так же, как и для водяных сетей.

Режим давления в сети и выбор схемы абонентского ввода.

1. Для нормальной работы потребителей тепла напор в обратной линии должен быть достаточен для заполнения системы, $H_o > DN_{мс}$.
2. Давление в обратной линии должно быть ниже допустимого, $p_o > p_{доп}$.
3. Действительный располагаемый напор на абонентском вводе должен быть не меньше расчетного, $DN_{аб} \geq DN_{расч}$.
4. Напор в подающей линии должен быть достаточен для заполнения местной системы, $H_{п} - DN_{аб} > H_{мс}$.
5. В статическом режиме, т.е. при выключении циркуляционных насосов, не должно быть опорожнения местной системы.
6. Статическое давление не должно превышать допустимое.

Статическое давление это давление, которое устанавливается после отключения циркуляционных насосов. Уровень статического давления (напора) обязательно указывается на пьезометрическом графике. Величина этого давления (напора) устанавливается исходя из ограничения величины давления для отопительных приборов и не должна превышать 6 ати (60 м). При спокойном рельефе местности уровень статического давления может быть одним и тем же для всех потребителей. При больших колебания рельефа местности может быть два, но не более трех статических уровней.

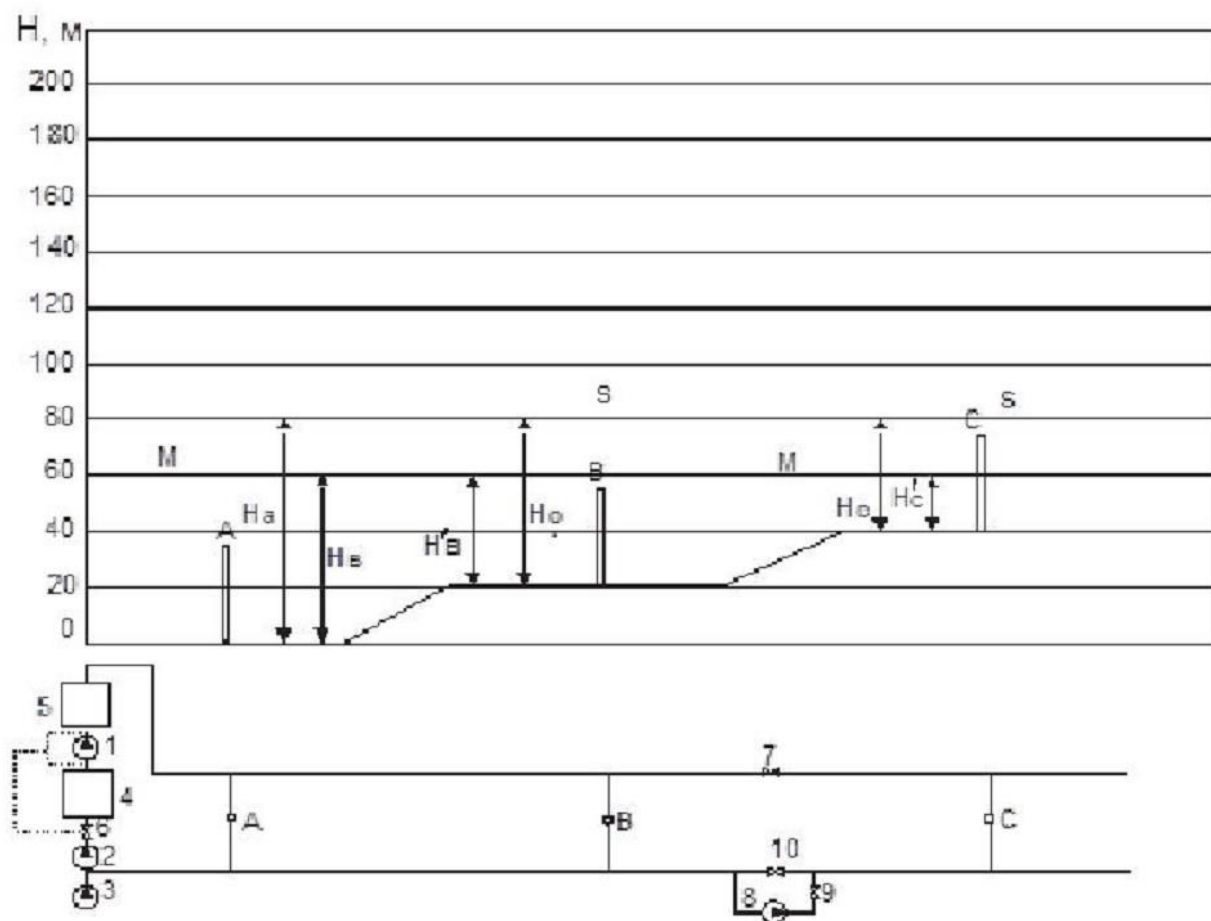


Рис.3.6. График статических напоров системы теплоснабжения

1-сетевой насос;2-предвключенный насос;3-подпиточный насос;4-теплофикационный подогреватель;5-пиковый водогрейный котёл;6-регулятор подпитки нижней зоны;7-обратный клапан;8-подпиточный насос верхней зоны;9-регулятор подпитки верхней зоны;10-регулятор давления «до себя»

На рис.3.6 изображен график статических напоров и схема системы теплоснабжения. Высота зданий А, В и С одинакова и равна 35 м. Если провести линию статического напора на 5 метров выше здания С, то здания В и А окажутся в зоне напора в 60 и 80 м. Возможны следующие решения.

7. Отопительные установки зданий А присоединяются по независимой схеме, а в зданиях В и С – по зависимой. В этом случае для всех зданий устанавливается общая статическая зона. Водно-водяные подогреватели будут находиться под напором в 80 м, что допустимо с точки зрения прочности. Линия статических напоров – S - S.

8. Отопительные установки здания С присоединяются по независимой схеме. В этом случае полный статический напор можно выбрать по условиям

прочности установок зданий А и В – 60 м. Этот уровень обозначен линией М – М.

9. Отопительные установки всех зданий присоединены по зависимой схеме, но зона теплоснабжения разделена на две части – одна на уровне М-М для зданий А и В, другая на уровне S-S для здания С. Для этого между зданиями В и С устанавливается обратный клапан 7 на прямой линии и подпиточный насос верхней зоны 8 и регулятор давления 10 на обратной линии. Поддержание заданного статического напора в зоне С осуществляется подпиточным насосом верхней зоны 8 и регулятором подпитки 9. Поддержание заданного статического напора в нижней зоне осуществляется насосом 2 и регулятором 6.

При гидродинамическом режиме работы сети вышеперечисленные требования тоже должны соблюдаться в любой точке сети при любой температуре воды.

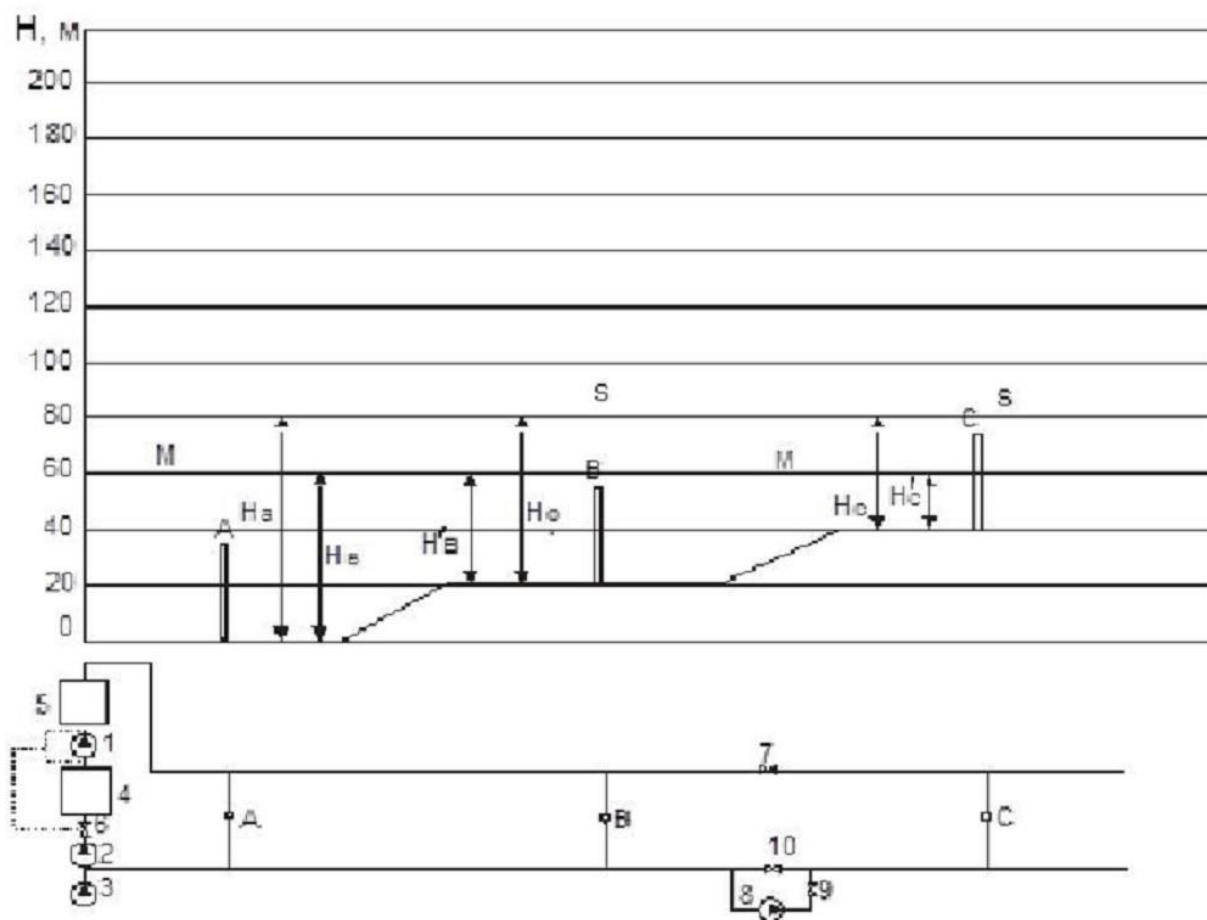


Рис.3.7. Построение графика гидродинамических напоров системы теплоснабжения

1-сетевой насос; 2-предвключённый насос; 3-подпиточный насос; 4-теплофикационный подогреватель; 5-пиковый водогрейный котёл; 6-регулятор подпитки нижней зоны; 7-обратный клапан; 8-подпиточный насос верхней зоны; 9-регулятор подпитки верхней зоны; 10-регулятор давления «до себя»

10. Построение линий максимальных и минимальных пьезометрических напоров.

Линии допустимых напоров следуют за рельефом местности, т.к. принято, что трубопроводы прокладываются в соответствии с рельефом. Отсчет – от оси трубы. Если оборудование имеет существенные размеры по высоте, то минимальный напор отсчитывают от верхней точки, а максимальный – от нижней.

1.1. Линия $P_{\max}$ – линия максимально допустимых напоров в подающей линии.

Для пиковых водогрейных котлов максимально допустимый напор отсчитывают от нижней точки котла (принимают, что она находится на уровне земли), а минимально допустимый напор – от верхнего коллектора котла. Допустимое давление для стальных водогрейных котлов 2.5 Мпа. С учетом потерь принято на выходе из котла $H_{\max}=220$ м. Максимально допустимый напор в подающей линии ограничен прочностью трубопровода ($P_{\max}=1.6$ Мпа). Поэтому на входе в подающую линию $H_{\max}=160$ м.

1. Линия $O_{\max}$ – линия максимально допустимых напоров в обратной линии.

По условию прочности водоводяных подогревателей максимальное давление не должно быть выше 1.2 Мпа. Поэтому максимальное значение напора равно 140 м. Величина напора для отопительных установок не может превышать 60 м.

Минимально допустимый пьезометрический напор определяют по температуре кипения, превышающую на 30 °С расчетную температуру на выходе из котла.

2. Линия $P_{\min}$ – линия минимально допустимого напора в прямой линии

Минимально допустимый напор на выходе из котла определяется из

условия не вскипания в верхней точке – для температуры 180 °С. Устанавливается 107 м. Из условия не вскипания воды при температуре 150 °С минимальный напор должен быть 40 м.

1.4. Линия $O_{\min}$ – линия минимально допустимого напора в обратной линии. Из условия недопустимости подсосов воздуха и кавитации насосов принят минимальный напор в 5 м.

Действительные линии напоров в прямой и обратной линиях ни при каких режимах не могут выходить за пределы линий максимальных и минимальных напоров.

Пьезометрический график дает полное представление о действующих напорах при статическом и гидродинамическом режимах. В соответствии с этой информацией выбирается тот или иной метод присоединения абонентов.

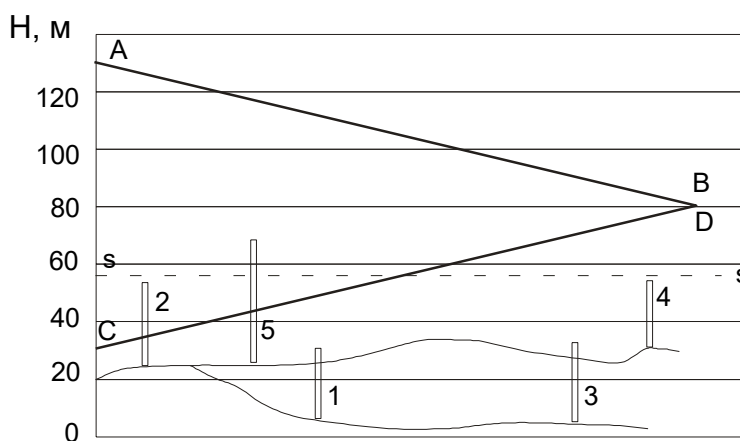


Рис.3.8. Пьезометрический график

Здание 1. Располагаемый напор больше 15 м, пьезометрический – меньше 60 м. Можно отопительную установку присоединить по зависимой схеме с элеваторным узлом.

Здание 2. В этом случае также можно применить зависимую схему, но т.к. напор в обратной линии меньше высоты здания в узле присоединения нужно установить регулятор давления "до себя". Перепад давления на регуляторе должен быть больше разницы между высотой установки и пьезометрическим напором в обратной линии.

Здание 3. Статический напор в этом месте больше 60 м. Лучше всего применить независимую схему.

Здание 4. Располагаемый напор в этом месте меньше 10 м. Поэтому элеватор работать не будет. Нужно устанавливать насос. Его напор должен быть равен потерям напора в системе.

Здание 5. Нужно использовать независимую схему – статический напор в этом месте больше 60 м.

3.4 Гидравлический режим тепловых сетей

Потери давления в сети пропорциональны квадрату расхода

$\Delta p = S V^2$. Пользуясь формулой для расчета потерь давления, найдем S.

$$S = A_R \frac{\rho(l+l_9)}{d^{5.25}}.$$

Потери напора в сети определяются как $\Delta H = S_n V^2$,

где

$$S_n = A_R \frac{l+l_9}{gd^{5.25}}.$$

При определении сопротивления всей сети действуют следующие правила.

1. При последовательном соединении элементов сети суммируются их сопротивления S.

$$S_S = S_{Si}.$$

11. При параллельном соединении элементов сети суммируются их проводимости.

$$a = \frac{1}{\sqrt{S}} = \frac{G}{\sqrt{\Delta p}}, \quad a_{\Sigma} = a_1 + a_2 + \dots + a_n.$$

Одна из задач гидравлического расчета ТС – определение расхода воды у каждого абонента и в сети в целом. Обычно известны: схема сети, сопротивление участков и абонентов, располагаемый напор на коллекторе ТЭЦ или котельной.

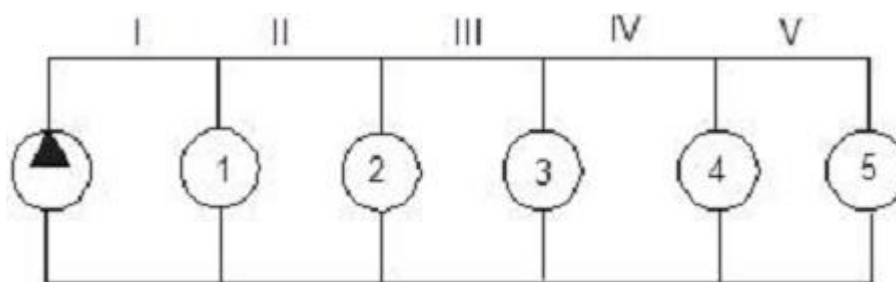


Рис. 3.9. Схема тепловой сети

1-5 – абонентские I-V

Обозначим $S_I - S_V$ – сопротивления участков магистрали; $S_1 - S_5$ – сопротивления абонентов вместе с ответвлениями; V – суммарный расход воды в сети, $\text{м}^3/\text{с}$; V_m – расход воды через абонентскую установку m ; S_{I-5} – сопротивление элементов сети от участка I до ответвления 5; $S_{I-5} = S_I + S_{1-5}$, где S_{1-5} – суммарное сопротивление абонентов 1-5 с соответствующими ответвлениями.

Расход воды через установку 1 найдем из уравнения

$$S_1 V_1^2 = S_{1-5} V^2,$$

отсюда

$$\bar{V}_1 = \frac{V_1}{V} = \sqrt{\frac{S_{1-5}}{S_1} \frac{1}{1}}.$$

Для абонентской установки 2

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

Разность расходов $V - V_1$ найдем из уравнения

$$S_{II-5} (V - V_1)^2 = S_{1-5} V^2,$$

$$S_{II-5} = S_{II} + S_{2-5}.$$

Отсюда

$$\bar{V}_2 = \frac{V_2}{V} = \sqrt{\frac{S_{1-5}}{S_2} \frac{S_{2-5}}{S_{II-5}} \frac{1}{1}}.$$

Для установки 3 получим

$$\bar{V}_3 = \sqrt{\frac{S_{1-5}}{1} \frac{S_{2-5}}{S_{II-5}} \frac{S_{3-5}}{S_{III-5}} \frac{1}{S_3}}$$

S_{3-5} - сопротивление тепловой сети со всеми ответвлениями от абонента 3 до последнего абонента 5 включительно; $S_{III-5} = S_{III} + S_{3-5}$, S_{III} - сопротивление участка III магистрали.

Для некоторого m -го потребителя из n относительный расход воды находится по формуле

$$\bar{V}_m = \sqrt{\frac{S_{1-n}}{1} \frac{S_{2-n}}{S_{II-n}} \frac{S_{3-n}}{S_{III-n}} \dots \frac{S_{m-n}}{S_{M-n}} \frac{1}{S_m}}.$$

По этой формуле можно найти расход воды через любую абонентскую установку, если известен суммарный расход в сети и сопротивления участков сети.

12. Относительный расход воды через абонентскую установку зависит от сопротивления сети и абонентских установок и не зависит от абсолютного значения расхода воды.

13. Если к сети присоединены n абонентов, то отношение расходов воды через установки d и m , где $d < m$, зависит только от сопротивления системы, начиная от узла d до конца сети, и не зависит от сопротивления сети до узла d .

Если на каком-либо участке сети изменится сопротивление, то у всех абонентов, расположенных между этим участком и концевой точкой сети, расход воды изменится пропорционально. В этой части сети достаточно определить степень изменения расхода только у одного абонента. При изменении сопротивления любого элемента сети изменится расход как в сети, так и у всех потребителей, что приводит к разрегулировке.

Разрегулировки в сети бывают соответственные и пропорциональные. При соответственной разрегулировке совпадает знак изменения расходов. При пропорциональной разрегулировке совпадает степень изменения расходов.

Если от тепловой сети отключится абонент X , то суммарное сопротивление сети увеличится (параллельное соединение). Расход воды в сети

уменьшится, потери напора между станцией и абонентом X уменьшатся. Поэтому график напора (пунктир) пойдет выше. Располагаемый напор в точке X увеличится, поэтому расход в сети от абонента X до концевой точки сети увеличится.

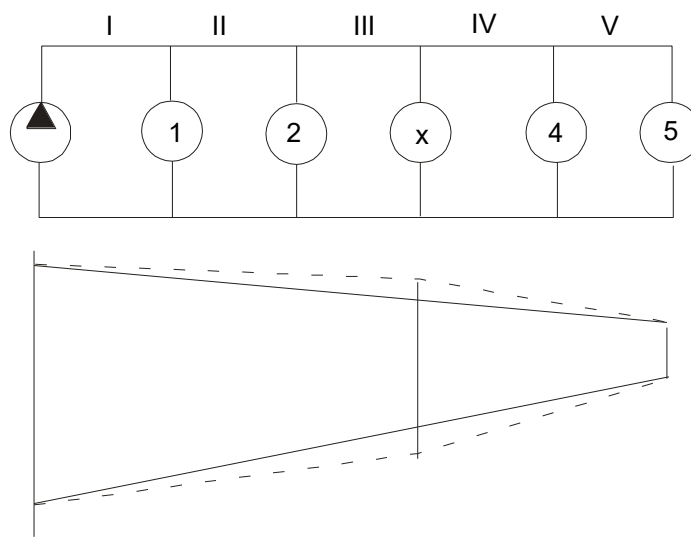


Рис. 3.10. Изменение напоров сети при отключении одного из потребителей

У всех абонентов от точки X до концевой точки степень изменения расхода будет одинакова – пропорциональная разрегулировка.

$$\varphi = \frac{V_{n o c \text{ де idem}}}{V_{до}}$$

У абонентов между станцией и точкой X степень изменения расхода будет разной. Минимальная степень изменения расхода будет у первого абонента непосредственно у станции – $f=1$. По мере удаления от станции $f > 1$ и увеличивается. Если на станции изменится располагаемый напор, то суммарный расход воды в сети, а также расходы воды у всех абонентов изменятся пропорционально корню квадратному из располагаемого напора на станции.

Сопротивление сети.

Суммарная проводимость сети

$$\frac{1}{\sqrt{S_{1-n}}} = \frac{1}{\sqrt{S_I}} + \frac{1}{\sqrt{S_{II-n}}},$$

отсюда

$$S_{1-n} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{S_1}} + \frac{1}{\sqrt{S_{II-n}}} \right)^2} = S_1 \frac{1}{\left(1 + \sqrt{\frac{S_1}{S_{II-n}}} \right)^2}.$$

По аналогии

$$S_{2-n} = \frac{1}{\left(\frac{1}{\sqrt{S_2}} + \frac{1}{\sqrt{S_{III-n}}} \right)^2} = S_2 \frac{1}{\left(1 + \sqrt{\frac{S_2}{S_{III-n}}} \right)^2} \quad \text{и}$$

$$S_{m-n} = S_m \frac{1}{\left(1 + \sqrt{\frac{S_m}{S_N + S_n}} \right)^2}.$$

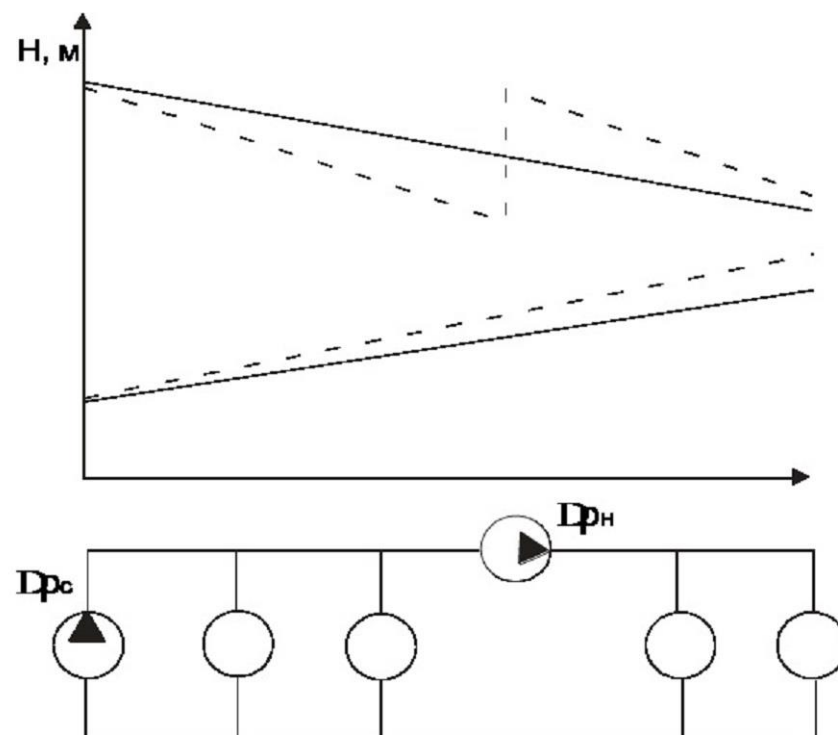
Расчет сопротивления сети ведется от наиболее удаленного абонента.

1. Включение насосных подстанций.

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

Установка насоса на подающей или обратной линиях.

а)



б)

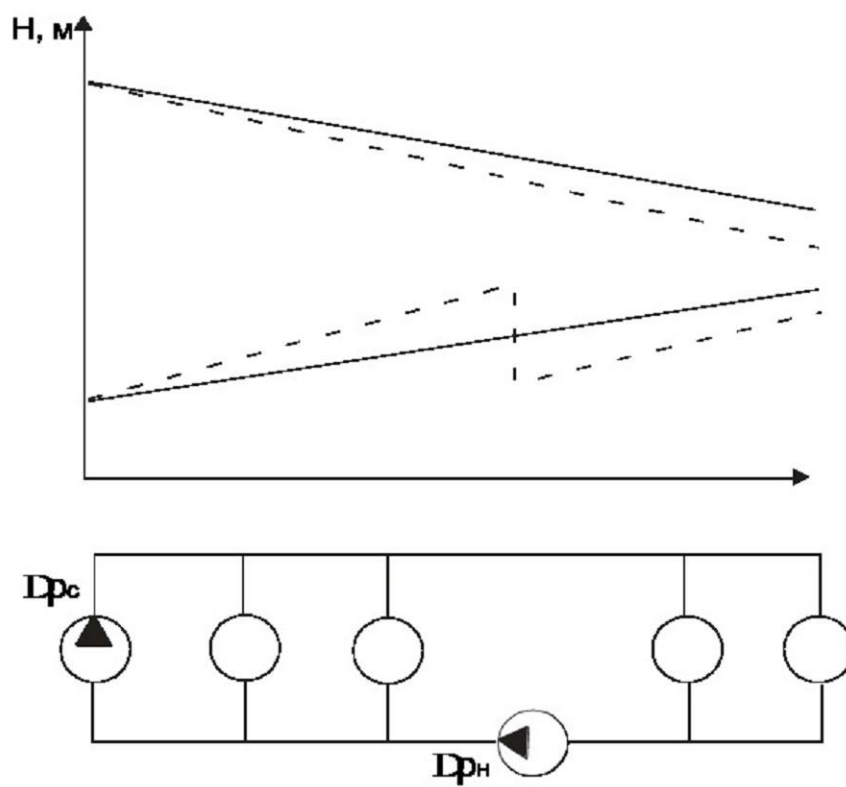


Рис.3.11. Установка насоса на а) подающей или б) последовательной линиях (последовательная работа)

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

- Задаются отрицательным значением гидравлического сопротивления насоса

$$S_n = -\frac{\Delta p_n}{V_n^2} \quad (3.10)$$

- Рассчитывают сопротивление в сети, расходы воды в сети и у потребителей

- Уточняются расход воды и напор насоса и его сопротивление по (3.10).

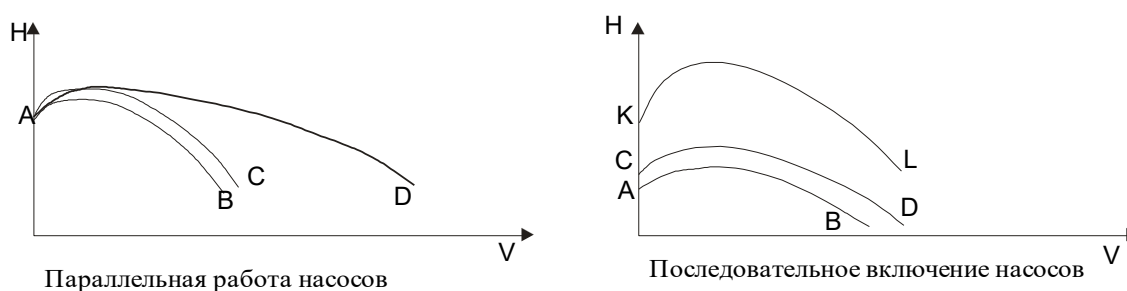


Рис.3.12. Суммарные характеристики последовательно и параллельно включенных насосов

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

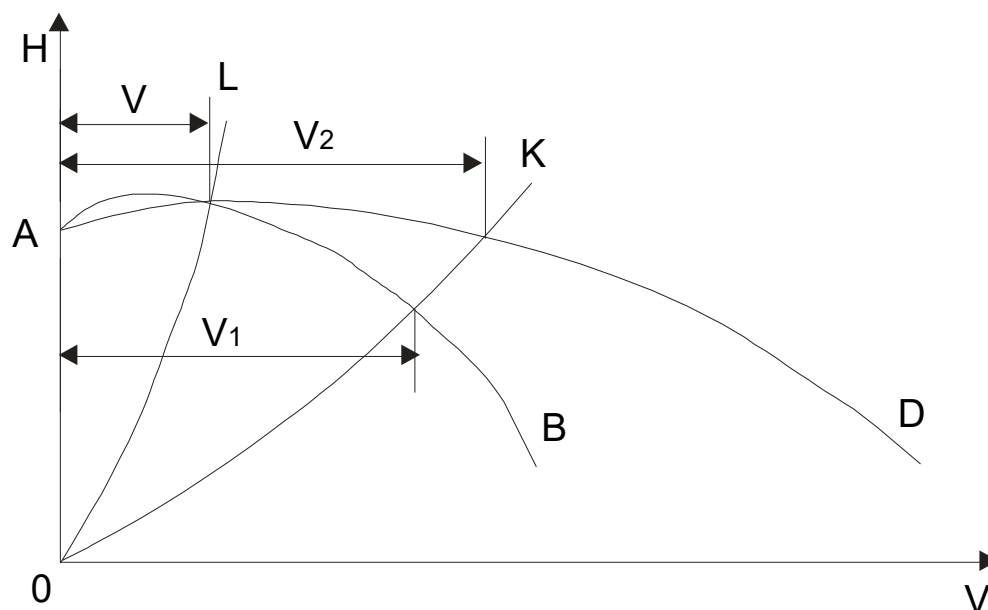


Рис.3.13. Параллельное включение насосов

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

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

б). Установка насоса на перемычке между подающей и обратной линиях.

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

Для построения суммарной характеристики двух насосов предварительно характеристику насоса А переносят в узел 2, где установлен насос Б (см.рис.3.14). На приведенной характеристике насоса A_2 - 2 напоры при любом расходе равны разности действительного напора этого насоса и потери напора в сети С для этого же расхода.

$$H_{A2} = H_{A1} - \Delta H_c.$$

После приведения характеристик насосов А и Б к одному и тому же общему узлу они складываются по правилу сложения параллельно работающих

насосов. При работе одного насоса Б напор в узле 2 равен H'_B , расход воды V'_B . При подключении второго насоса А напор в узле 2 возрастает до $H > H'_B$, а суммарный расход воды увеличивается до $V > V'_B$. Однако непосредственная подача насоса Б при этом уменьшается до $V''_B < V'_B$.

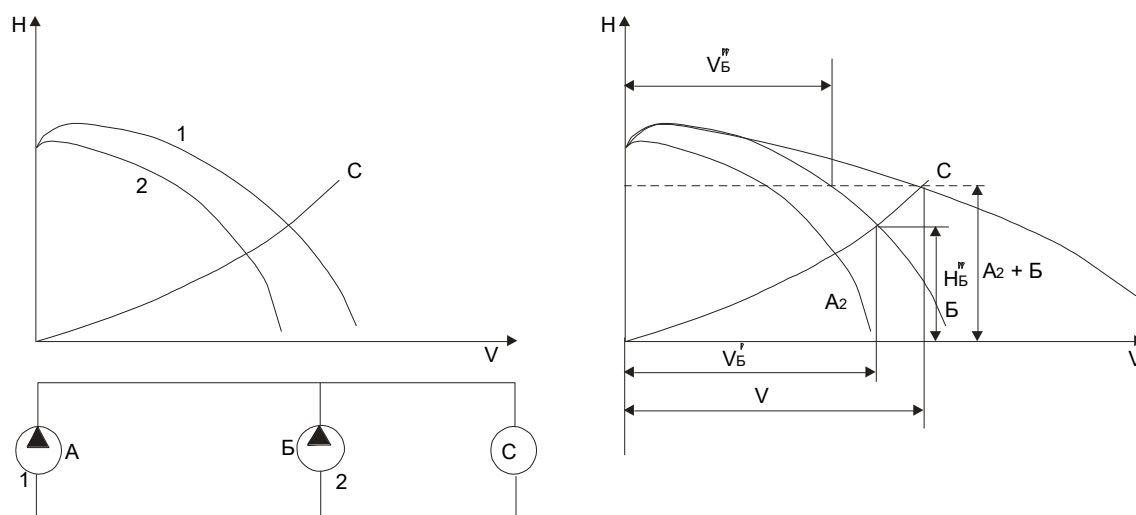


Рис.3.14. Построение гидравлической характеристики системы с двумя насосами в разных узлах

Работа сети с двумя источниками питания

Если ТС питается от нескольких источников тепла, то в магистральных линиях возникают точки встречи потоков воды от разных источников. Положение этих точек зависит от сопротивления ТС, распределения нагрузки вдоль магистрали, располагаемых напоров на коллекторах ТЭЦ. Суммарный расход воды в таких сетях, как правило, задан.

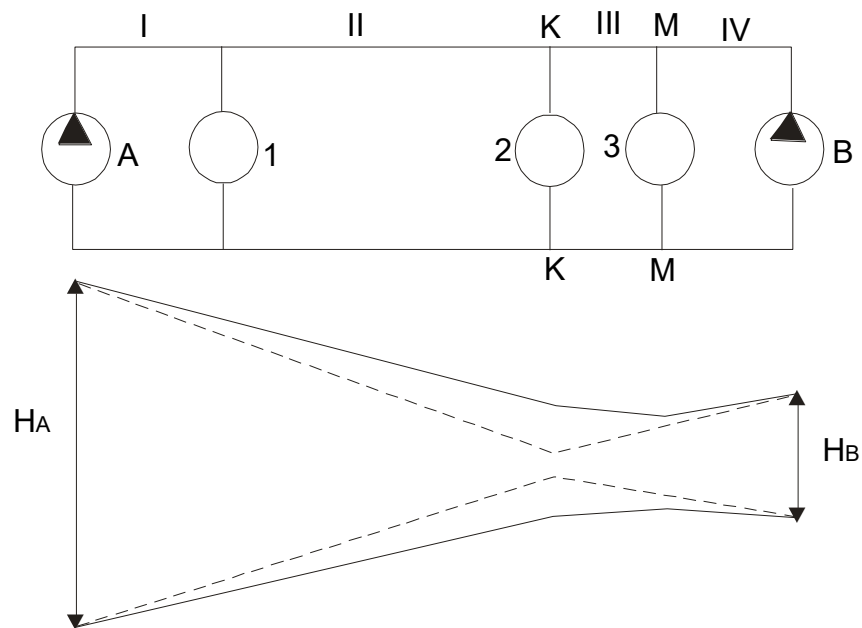


Рис.3.15. Схема ТС, питаемой от двух источников

Точка водораздела находится следующим образом. Задаются произвольными значениями расхода воды на участках магистрали исходя из 1-го закона Кирхгофа. Определяют невязки напора на основе 2-го закона Кирхгофа. Если при предварительно выбранном распределении расхода водораздел выбран в т.к, то второе уравнение Кирхгофа запишется в виде

$$S_I V_I^2 + S_{II} V_{II}^2 - S_{III} V_{III}^2 - S_{IV} V_{IV}^2 - \Delta H \rho g = \Delta p ,$$

$$\Delta H = H_A - H_B .$$

По 2-му закону Кирхгофа определяется невязка потерь давления Δp . Чтобы сделать невязку давления равной нулю, нужно ввести в расчет поправку расхода – увязочный расход. Для этого в уравнении полагают $\Delta p = 0$ и вместо V вводят $V + dV$ или $V - dV$. Получим

$$\delta V = \frac{\Delta p}{2 \sum_{i=1}^N S_i V_i} .$$

Знак Δp равен знаку dV . Далее уточняется распределение расхода на участках сети. Для поиска точки водораздела проверяются два расположенных рядом потребителя.

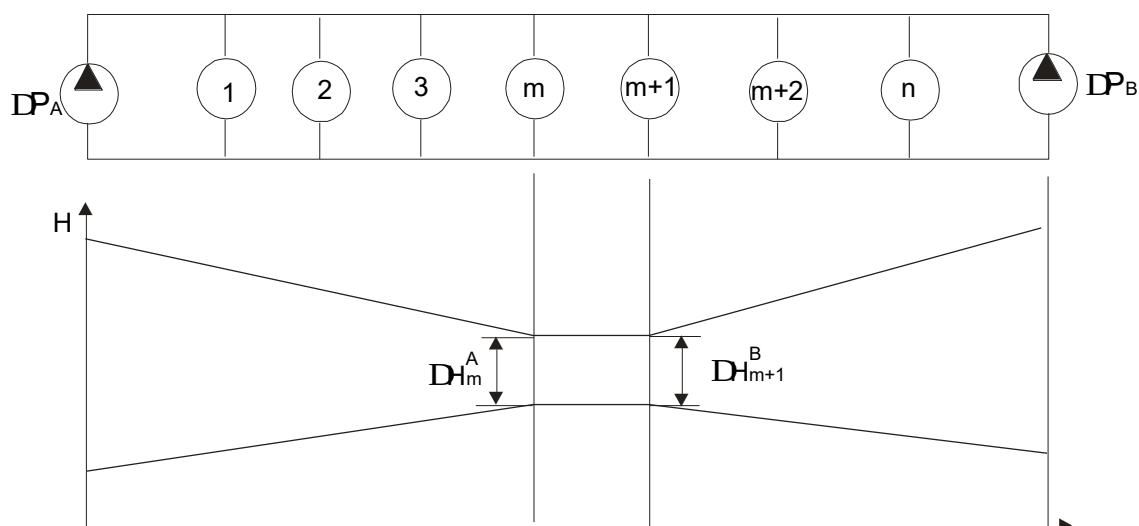


Рис.3.16. Определение положения точки водораздела

а). Точка водораздела находится между потребителями m и $m+1$. В этом случае $\Delta P_m^A = \Delta P_{m+1}^B$. Здесь ΔP_m^A - перепад давления у потребителя m при питании от станции А. ΔP_{m+1}^B - перепад давления у потребителя $m+1$ при питании от станции В.

Пусть точка водораздела находится между потребителями 1 и 2. Тогда

$$\Delta P_1^A = \Delta P_A \frac{S_1}{S_I + S_1} ;$$

$$\Delta P_2^B = \Delta P_B \frac{S_{n-2}}{S_{N+1-2}} \frac{S_{n-1,2}}{S_{N,2}} \dots \frac{S_2}{S_{II}} .$$

Если эти два перепада давления равны, то точка водораздела находится между потребителями 1 и 2. Если нет, то проверяется следующая пара потребителей, и т.д. Если ни для одной пары потребителей не обнаружено равенство располагаемых напоров, это означает, что точка водораздела находится у одного из потребителей.

б). Точка водораздела находится у потребителя m , у которого

$$\Delta P_{m-1}^A > \Delta P_m^B ,$$

$$\Delta P_m^A < \Delta P_{m+1}^B .$$

$$\frac{1}{\sqrt{S}} = \frac{1}{\sqrt{S_{mA}}} + \frac{1}{\sqrt{S_{mB}}} \quad (3.11)$$

Расчет ведется в следующем порядке.

1. Задаются одним из сопротивлений S_{mA} или S_{mB} .
2. По уравнению (3.11) рассчитывают второе.
3. Рассчитывают сопротивление сети и расходы воды, питаемой от станций А и В.
4. Рассчитывают расходы воды у потребителя - V_m^A и V_m^B .
5. Проверяется выполнение условия

$$\Delta P_{mA}^A = \Delta P_{mB}^B,$$

$$S_{mA} \left(V_m^A \right)^2 = S_{mB} \left(V_m^B \right)^2.$$

Кольцевая сеть.

Кольцевую сеть можно рассматривать как сеть с двумя источниками питания с равными напорами сетевых насосов. Положение точки водораздела в подающей и обратной магистралях совпадает, если сопротивления подающей и обратной линий одинаковы и нет подкачивающих насосов. В противном случае положения точки водораздела в подающей и обратной линиях нужно определять отдельно. Установка подкачивающего насоса приводит к смещению точки водораздела только в той линии, на которой он установлен.

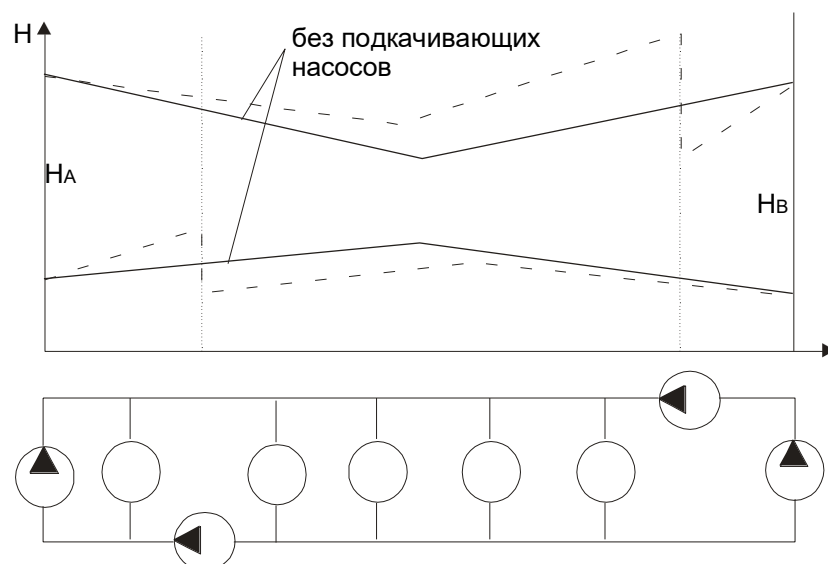


Рис.3.17. График напоров в кольцевой сети

В этом случае $H_A = H_B$.

Включение насосных подстанций в сети с двумя источниками питания (рис.3.18). При установке подкачивающих насосов на подающей или обратной линии положение точки водораздела смещается в направлении подкачивающего насоса (по подающей линии). Новое положение точки водораздела может быть определено так же, как и ранее, принимая напор на станции равным

$$\Delta P_A + \Delta P_{п.н.}$$

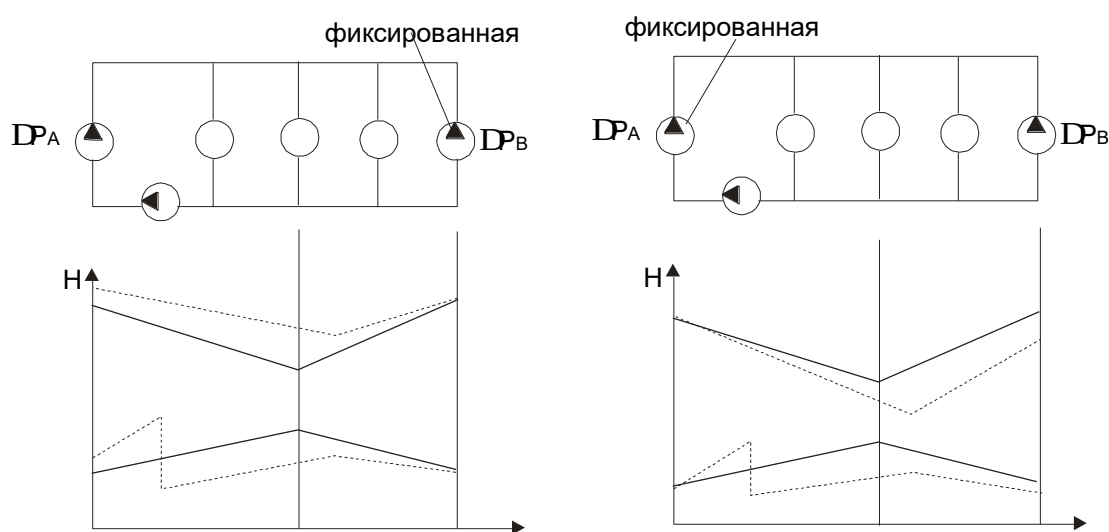


Рис.3.18 Включение насосных подстанций в сети с двумя источниками питания

Для стабилизации режима давления при наличии подкачивающего насоса на одной из станций напор на входном коллекторе поддерживается постоянным. Эту станцию называют фиксированной, другие станции – свободными. При установке подкачивающего насоса напор во входном коллекторе свободной станции меняется на величину $\pm \Delta H_{n \text{ н}}/2$.

3.5 Гидравлический режим открытых систем теплоснабжения

Основная особенность гидравлического режима открытых систем теплоснабжения заключается в том, что при наличии водоразбора расход воды в обратной линии меньше, чем в подающей. Практически эта разность равна водоразбору.

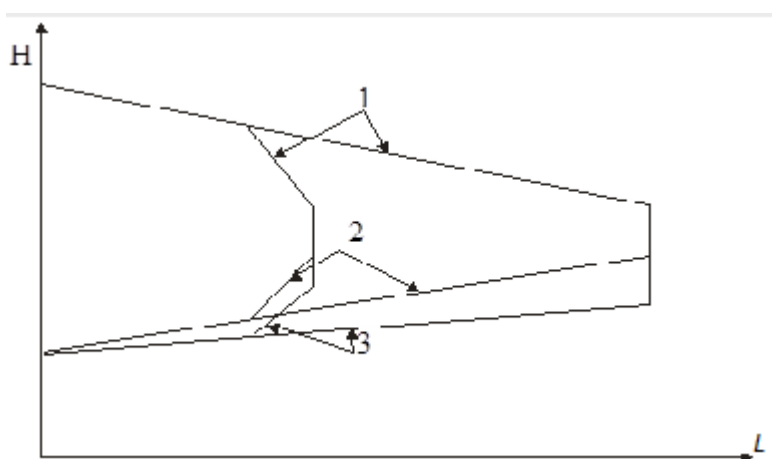


Рис.3.19. Пьезометрический график открытой системы

1-подающая линия; 2-обратная линия при отсутствии водоразбора; 3-обратная линия при наличии водоразбора

Пьезометрический график подающей линии остается постоянным при любом водоразборе из обратной линии, так как расход в подающей линии поддерживается постоянным с помощью регуляторов расхода на абонентских вводах. С увеличением водоразбора уменьшается расход в обратной линии и пьезометрический график обратной линии становится более пологим. Когда водоразбор равен расходу в подающей линии, расход в обратной равен нулю и

пъезометрический график обратной линии становится горизонтальным. При одинаковых диаметрах прямой и обратной линий и отсутствии водоразбора графики напора в прямой и обратной линиях симметричны. При отсутствии водоразбора на ГВС расход воды равен расчетному расходу на отопление – V_o – в прямом и обратном трубопроводах. При водоразборе полностью из прямой линии расход воды в обратной линии равен расходу на отопление, а в подающей линии – сумме расходов на отопление и ГВС. При этом снижается располагаемый напор на системе отопления и расход воды V_o меньше расчетного. При водоразборе только из обратной линии располагаемый напор на систему отопления выше расчетного. Потери давления складываются из потерь давления в подающей линии, системе отопления и обратной линии.

$$\Delta P_c = \Delta P_n + \Delta P_o + \Delta P_{o\bar{o}}$$

При отсутствии нагрузки ГВС

$$\Delta P_c = S_n (V_o^p)^2 + S_o (V_o^p)^2 + S_{o\bar{o}} (V_o^p)^2 = (S_n + S_o + S_{o\bar{o}}) (V_o^p)^2 \quad (3.12)$$

При наличии водоразбора на ГВС

$$\Delta P_c = S_n (V_o + \beta V_{z\text{ в с}})^2 + S_o V_o^2 + S_{o\bar{o}} [V_o - (1 - \beta) V_{z\text{ в с}}]^2 \quad (3.13)$$

Делим (3.13) на (3.12). Обозначим

$$\alpha = \frac{\Delta P_c}{\Delta P_c^p}$$

$$\bar{S}_i = \frac{S_i}{S_n + S_o + S_{o\bar{o}}} ;$$

$$\varphi = \frac{V_o}{V_o^p} ;$$

$$n = \frac{V_{z\text{ в с}}}{V_o^p} .$$

$$\alpha = \bar{S}_n (\varphi + \beta n)^2 + \bar{S}_o \varphi^2 + \bar{S}_{o\bar{o}} [\varphi - (1 - \beta) n]^2 \quad (3.14)$$

Из уравнения (3.14) можно найти f .

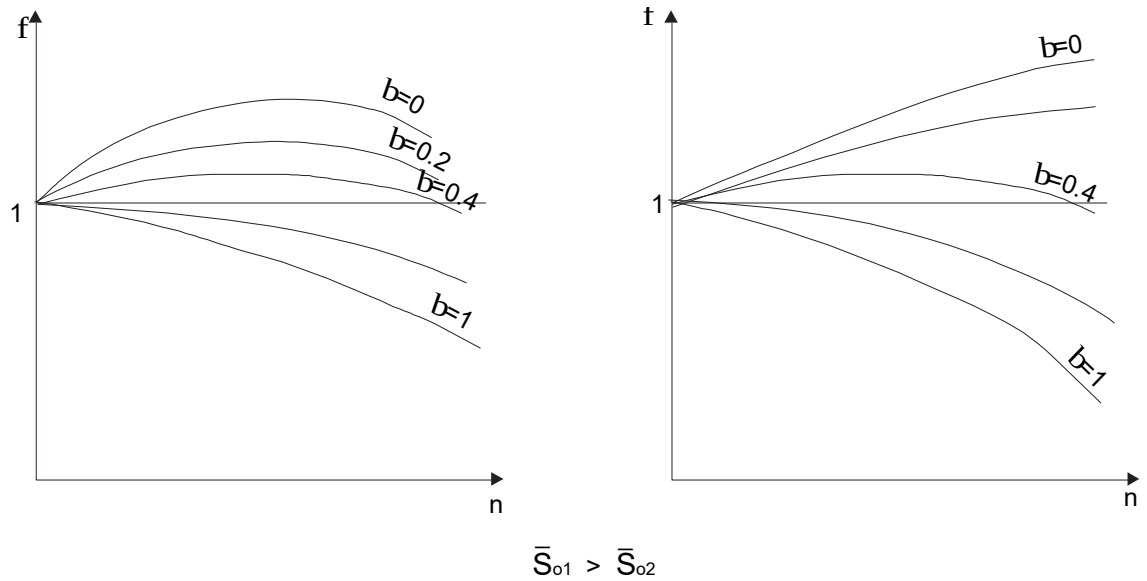


Рис. 3.20 График зависимости в координатах f - n

1. При разборе воды на ГВС из подающей линии расход через систему отопления падает. При разборе из обратной линии – растет. При $b=0.4$ расход воды через систему отопления равен расчетному.

2. Степень изменения расхода воды через систему отопления – n – тем выше, чем выше нагрузка ГВС.

3. Степень изменения расхода воды через систему отопления тем больше, чем меньше сопротивление системы.

Увеличение водоразбора на ГВС может привести к ситуации, когда вся вода после системы отопления будет поступать на водоразбор ГВС. При этом расход воды в обратном трубопроводе будет равен нулю.

$$\Delta P_{o\delta} = 0.$$

Из (3.14):

$$\bar{S}_{o\delta} \left[\varphi - (1-\beta)n_{кр}^{o\delta} \right]^2 = 0,$$

Откуда

$$\varphi = (1-\beta)n_{кр}^{o\delta} \quad (3.15)$$

Подставим (3.15) в (3.14) и найдем $n_{кр}^{o\delta}$.

$$n_{кр}^{об} = \sqrt{\frac{\alpha}{\bar{S}_n + \bar{S}_o(1-\beta)^2}}.$$

При $n > n_{кр}^{об}$ вода на ГВС начинает поступать из обратной линии и после системы отопления. При этом давление в системе отопления падает и при некотором значении нагрузки ГВС избыточное давление станет равным 0. В этом случае вода в систему отопления поступать не будет, а на ГВС вода будет поступать из подающей и обратной линий. Это – критический режим для системы отопления – $f=0$.

Из (3.14):

$$\alpha = \bar{S}_n \left(\beta n_{кр}^{ом} \right)^2 - \bar{S}_o (1-\beta)^2 \left(n_{кр}^{ом} \right)^2.$$

Знак "-" означает, что направление движения в обратной линии изменилось на противоположное.

Отсюда найдем

$$n_{кр}^{ом} = \sqrt{\frac{\alpha}{\bar{S}_n \beta^2 - \bar{S}_o (1-\beta)^2}}.$$

Условие выравнивания режима - $\bar{S}_n \beta^2 > \bar{S}_o (1-\beta)^2$. Для поддержания V_o на на расчетном уровне целесообразно работать с переменным напором сетевых насосов на станции.

3.6 Трасса тепловой сети.

Проектирование тепловой сети начинается с выбора трассы и способов ее прокладки. В населенных пунктах по архитектурным условиям следует предусматривать подземную прокладку трубопроводов. Сооружение тепловых сетей связано с выполнением трудоемких и дорогостоящих операций, поэтому

необходимо тщательно проработать варианты трассы и профиль прокладки сетей. Выбор трассы производят на рабочем генплане в масштабе 1:500, на котором указывают все наземные и подземные сооружения и объекты перспективного строительства, данные о характере грунтов и грунтовых водах, геодезические отметки поверхности земли. Трасса должна быть прямолинейной, пролегать в одной стороне застройки. Длине ее должна быть, по возможности, наименьшей и минимальной по объему работ при ее сооружении. Частые пересечения с инженерными коммуникациями и линиями городского транспорта ведут к удорожанию сети. Если невозможно избежать эти пересечения, то они должны выполняться под углом 90° , в крайнем случае под углом 45° . При этом необходимо учитывать возможность прокладки теплосети совместно с другими коммуникациями – водопроводом, электрическим кабелем и др. Совместная прокладка выполняется в проходных каналах, коллекторах, а также на эстакадах, многоярусных опорах по территории промышленных предприятий.

В жилых кварталах трассу прокладывают в отведенных технических полосах параллельно улицам и дорогам. Допускается прокладка трассы теплосети под проезжей частью и под тротуаром. Реки, овраги, железные дороги, трамвайные пути, газопроводы необходимо пересекать под прямым углом или 45° . Допускается прокладка теплопроводов по конструкциям железнодорожных и автомобильных мостов.

В особых случаях допускается пропускать трубопроводы канализации, водопровода и газопроводы давлением до 0,6 МПа через каналы и камеры теплосетей при их помещении в гильзы из стальных труб с длиной по обе стороны не менее 2 м. При пересечении с инженерными коммуникациями тепловые сети могут располагаться или над ними, или под ними.

Заглубления тепловых сетей от поверхности земли принимают не менее:

0,5 м до верха перекрытий каналов и тоннелей;

0,3 м до верха перекрытий камер;

0,7 м до верха оболочки бесканальной прокладки.

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

Планы теплосетей выполняются при рабочем проектировании в масштабе 1:500-1:2000. На планах показывают привязку основных точек трассы, расстояния между неподвижными опорами и компенсаторами и их номера, углы поворота и компенсаторных ниш. Указывают тип канала и диаметры трубопроводов. Данные о расходах теплоносителя и диаметры трубопроводов указываются на монтажной схеме.

3.6.1 Построение продольного профиля.

По трассе тепловых сетей строится продольный профиль на основе натуральной съемки и проекта вертикальной планировки местности. На профиле показываются черные и планировочные (красные) отметки земли, уровень грунтовых вод, существующие и проектируемые коммуникации и сооружения с указанием отметок, уклоны трубопроводов. При проектировании дренажа его показывают на профиле. Показывают пересекаемые инженерные сооружения с указанием расстояния до них от конструкций теплосети по вертикали или их геодезических отметок.

1. В масштабе (1:500, 1:1000 или 1:5000) наносят план трассы с разверткой трубопровода в линию.

2. В вертикальном масштабе (1:100, 1:200) наносится профиль поверхности земли по рассматриваемому участку теплосети.

3. Отмечают черные и красные отметки, типы каналов, диаметры труб.

4. Приблизительно рассчитывают минимальные глубины камер с учетом установленного в камерах оборудования (запорная арматура, компенсаторы).

5. Намечают положение трассы с учетом минимальных заглублений камер и каналов, уклонов.

6. Проставляют все отметки: низа трубы, типа каналов, глубины заложения, уклонов.

Увязку продольного профиля с пересекаемыми инженерными сооружениями производят с соблюдением допустимых расстояний по вертикали и в зависимости от того, проектируемые инженерные сооружения или существующие.

3.6.2 Продольный профиль тепловой сети.

По выбранной в плане трассы тепловой сети строится продольный профиль. Продольный профиль разрабатывается для увязки взаимного положения трубопроводов или каналов тепловой сети с другими инженерными коммуникациями и сооружениями; по нему можно оценить объемы земляных и строительных работ. Продольный профиль разрабатывается для магистрального участка тепловой сети, проложенного на территории *жилого* района, в масштабах: горизонтальном 1:2000, вертикальном 1:100.

Первоначально вычерчивается формуляр, согласно [10], в котором указывают натурные (на основе натурной съёмки, полученной в результате нивелировки трассы) и планировочные (на основе проекта вертикальной планировки – организации рельефа) отметки поверхности земли, уровень грунтовых вод. Над формуляром вычерчивается геологический разрез местности, на котором показывают пересекаемые автомобильные дороги, железнодорожные и трамвайные пути, подземные и надземные инженерные коммуникации (газопровод, канализация, водопровод, электрические и телефонные кабели), влияющие на прокладку проектируемых тепловых сетей, с указанием их габаритных размеров, высотных отметок и, при необходимости, координат или привязок. Кроме того, даётся развёрнутый план трассы с указанием углов поворота, ответвлений, неподвижных опор, компенсаторов,

компенсаторных ниш и тепловых камер. При проектировании попутного дренажа указываются отметки лотка, диаметр и уклон дренажных труб.

Далее вычерчивают каналы тепловой сети, показывают места размещения тепловых камер, неподвижных опор, ниш П-образных компенсаторов, отдельно стоящих опор, вентиляционных шахт и других сооружений и конструкций тепловых сетей.

Трубопроводы бесканальной прокладки показывают контурными очертаниями наружных габаритов трубопроводов.

При построении продольного профиля тепловых сетей должны учитываться наименьшие допустимые расстояния по вертикали (в свету) от наружной поверхности каналов до пересекаемых сооружений и инженерных сетей.

Заглубление тепловых сетей от поверхности земли должно приниматься не менее:

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

Малое заглубление тепловых сетей имеет существенное значение при их подземной прокладке в неблагоприятных гидрогеологических условиях, а именно: расположение каналов или трубопроводов бесканальной прокладки выше уровня грунтовых вод позволяет отказаться от проведения сложных мероприятий по защите их от затопливания (устройство попутного дренажа, отводящих стоков, гидроизоляции каналов). Если тепловые сети проектируются с попутным дренажом, он должен быть отражён в плане и профиле трассы.

Уклон трубопроводов водяных тепловых сетей, независимо от направления движения теплоносителя, должен быть не менее 2‰.

Изменение направления уклона следует осуществлять в запроектированных тепловых камерах. Уклон трубопроводов ответвлений рекомендуется принимать в сторону тепловых камер. На отдельных участках –

при пересечении коммуникаций, рек (при прокладке по мостам), оврагов – допускается прокладывать теплотрассу без уклона.

Учитывая рельефные условия, в отдельных узлах трубопроводов необходимо предусматривать арматуру для спуска воды и выпуска воздуха из трубопроводов тепловой сети. Условные проходы штуцеров и запорной арматуры для спуска воды и выпуска воздуха следует принимать по табл. 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 Условный проход штуцера и запорной арматуры для спуска воды

D_y , мм	65 вкл.	80-125	до 150	200-250	300-400	500	600-700
Условный проход штуцера, мм	25	40	50	80	100	150	200

Таблица 3.2 Условный проход штуцера и запорной арматуры для выпуска воздуха

D_y , мм	25-80	100-150	200-300	350-400	500-700	800-1200
Условный проход штуцера, мм	15	20	25	32	40	50

Отвод воды из труб, каналов и камер следует предусмотреть в ливневую канализацию, в водоем или овраг. Возможность отвода воды в водоёмы и овраги осуществляется с разрешения соответствующих организаций надзора.

Если в пониженной точке продольного профиля не предусматривается устройство камеры для размещения оборудования тепловой сети, то в этом месте выполняется колодец для удаления случайной воды с выпуском в ливневый сток.

Ломаный профиль трассы усложняет эксплуатацию из-за необходимости сооружения тепловых камер для размещения спускных устройств и воздушников.

Указания по расчёту уклона на участке теплотрассы.

При подземной канальной прокладке в начале участка, отложив величину заглубления, например, минимальную, равную 0,5м и учитывая толщину плиты перекрытия, получают отметку потолка канала. Внутренняя высота канала известна из «Теплового расчёта», следовательно, находят отметку пола канала. Аналогично рассчитывают отметки потолка и пола канала в конце участка. Зная величины отметок пола канала в начале и в конце участка, определяют превышение одной отметки над другой. Поделив величину превышения на длину участка, рассчитывают уклон канала, умножив полученную величину на 1000 (промилле – тысячная доля от числа). Уклон должен быть не менее 2‰. В случае, если уклон получился менее 2‰ или на участке ровный рельеф местности, то задаёмся минимальным $i = 0,002$ и умножают на длину участка. Зная отметку пола в начале участка, добавляют или отнимают (в зависимости от того, выполняется повышение или понижение трассы) полученную величину превышения, в итоге – определяют отметку пола канала в конце участка.

При подземной бесканальной теплотрассе рассчитывают отметки дна траншеи и верха изоляции трубопроводов с учётом толщины слоя песчаной подушки (100мм). Уклон определяют, как при канальной прокладке.

При надземной прокладке теплотрассы заполняют формуляр.

В начале участка принимают высоту стойки, например, 1м. Зная проектную отметку земли, рассчитывают отметку верха несущей конструкции. Добавляют высоту подвижной опоры, например, 100мм и получают отметку низа трубы. Аналогичный расчёт отметок в конце участка. Зная отметки в

начале и в конце участка трассы, определяют уклон как при подземной прокладке.

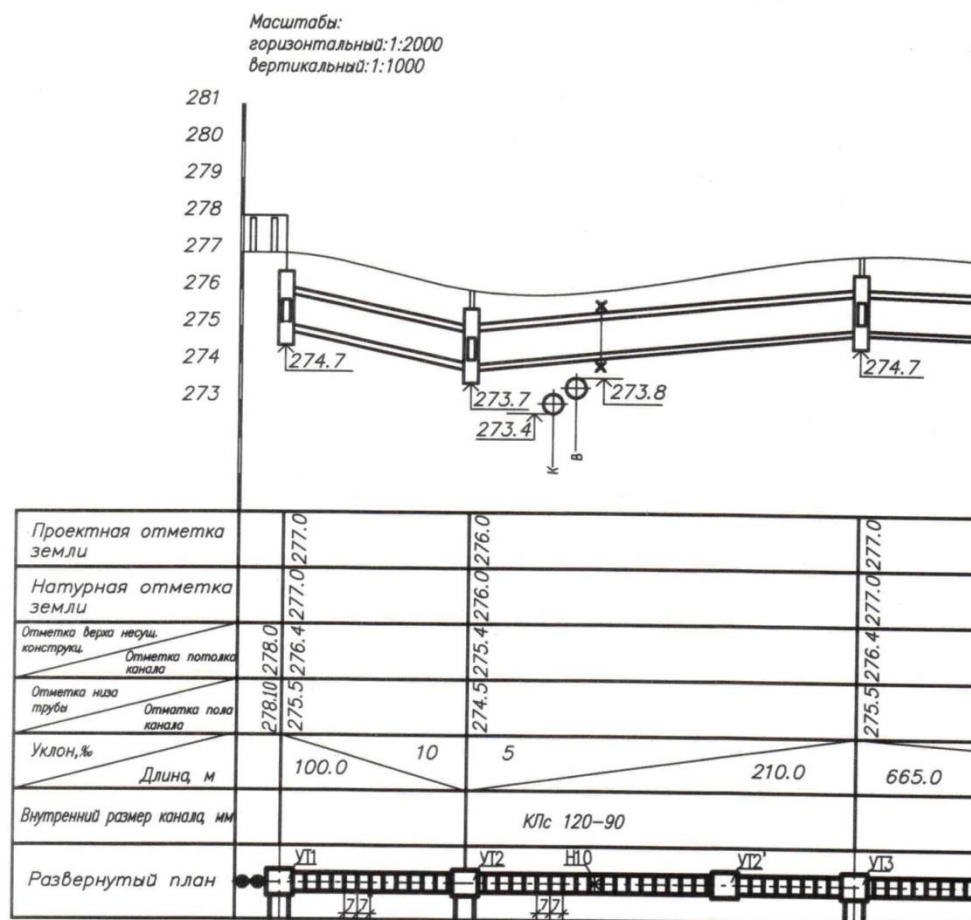


Рис. 3.21. Продольный профиль участка теплотрассы.

3.7 Гидравлические режимы тепловых сетей.

3.7.1 Требования к режимам давлений.

Для водяных тепловых сетей следует предусматривать следующие гидравлические режимы:

1. Расчетный — по расчетным расходам сетевой воды для открытых и закрытых систем теплоснабжения.

2. Зимний – при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из обратного трубопровода для открытых систем теплоснабжения.

3. Переходный – при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из подающего трубопровода для открытых систем теплоснабжения.

4. Летний – при максимальной нагрузке горячего водоснабжения в неотапительный период для открытых и закрытых систем водоснабжения.

5. Статический – при отсутствии циркуляции теплоносителя в тепловой сети для открытых и закрытых сетей теплоснабжения.

6. Аварийный.

Гидравлическими режимами определяется взаимосвязь между расходом сетевой воды и давлением в различных точках системы теплоснабжения в данный момент времени.

Основные требования к гидродинамическому режиму в тепловых сетях:

1. Непревышение допустимых давлений в оборудовании источников теплоты, и в оборудовании абонентских установок. Допустимое избыточное давление в теплосети составляет порядка 1,6-2,5 МПа.

Например:

а) подогреватели сетевой воды 1,4 МПа

б) стальные водогрейные котлы 2,5 МПа

в) системы отопления с чугунными нагревательными приборами 0,6 МПа

г) системы горячего водоснабжения с водонагревателями 1,0 МПа

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

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

Таблица 3.1

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

3.7.2 Режим подпиточных устройств.

Для поддержания постоянного гидравлического режима необходимо возможные изменения давления в тепловых сетях необходимо ограничивать в определенных пределах. Таким образом обеспечивают надежную работу тепловых сетей и местных систем. При этом особое значение имеет режим подпитки и изменение давления в обратной магистрали. Это осуществляется регулированием давления в нейтральных точках. Нейтральная точка – точка пересечения линии статического давления линией гидродинамического давления в обратном теплопроводе. Давление поддерживается постоянным при статическом и гидродинамическом состоянии системы. Нейтральную точку размещают на перемычке, соединяющей магистральный коллектор сетевых насосов со всасывающим.

Давление в нейтральной точке используют как импульс, регулирующий подпитку. При понижении давления в нейтральной точке N снижается давление (рис 3.22 а) на мембранный привод регулятора подпитки РП, возрастает подпитка, давление в сети увеличивается и восстанавливается давление в нейтральной точке. При повышении давления в нейтральной точке происходит обратное, подпитка сокращается. Если при полном закрытии РП давление возрастает, срабатывает дроссельный клапан ДК и часть воды сбрасывается в дренаж. Рассмотрим пьезометрический график системы ABCD. AND-пьезометрический график на перемычке. В перемычке происходит постоянная циркуляция воды: из напорного патрубка к нейтральной точке N и к

всасывающему патрубку в точке D. Регулированием задвижек 1 и 2 изменяется давление в нейтральной точке N и, соответственно, статическое давление в системе.

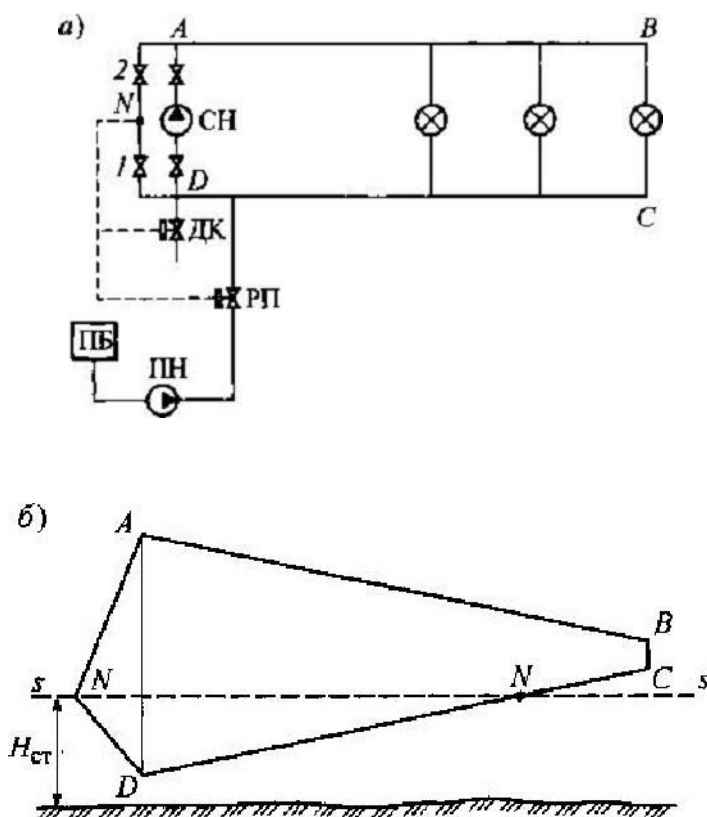


Рис. 3.22. Принципиальная схема подпитки теплосети:

(а) и пьезометрический график (б) этой теплосети:

СН - сетевой насос; ПБ - подпиточный бак; ПН - подпиточный насос;

РП - регулятор подпитки; ДК - дренажный (дроссельный) клапан; 1,2- задвижки, регулирующие положение нейтральной точки N; s-s- линия статической зоны

Для поддержания постоянного давления в небольших теплосетях применяют расширительные баки или гидрофоры, которые устанавливают на высоте равной напору в нейтральной точке.

Гидрофор – это сосуд, в котором вода находится под давлением газовой или паровой подушки, равном фиксируемому давлению (напору). Присоединяют расширительные баки и гидрофоры на всасывающей линии сетевых или циркуляционных насосов.

3.8 Гидравлические режимы.

Взаимосвязь между расходом теплоносителя и давлением в различных точках системы в данный момент времени определяется гидравлическим режимом. Расчет гидравлического режима устанавливает распределение теплоносителя по участкам теплосети и абонентам в соответствии их тепловым нагрузкам. Давления в характерных узловых точках сети и абонентских вводах равно расчетному. Наглядное представление об этом дает пьезометрический график, построенный по данным гидравлического расчета.

Расход воды в системе в процессе эксплуатации изменяется. Переменный расход вызван неравномерным потреблением горячего водоснабжения, различными переключениями в сети. Изменение расхода воды ведет к связанному с ним изменению давления, что приводит к нарушению как гидравлического, так и теплового режима абонентов. Расчет гидравлического режима дает возможность определить перераспределение расходов и давлений в сети и установить пределы изменения нагрузки, обеспечивающую безаварийную эксплуатацию системы. Гидравлические режимы разрабатываются для отопительного и летнего периода. Для изучения гидравлических режимов в тепловых сетях и местных системах теплоснабжения широко используются пьезометрические графики.

Выбор насосов

1) Сетевые насосы предназначены для обеспечения создания циркуляции воды в системе теплоснабжения. Они повышают давление воды, поступающей из обратной магистрали, и направляют её в подогревательную установку, где вода нагревается до требуемой температуры.

Сетевой насос выбирают по напору $H_{\text{сн}}$, м, и подаче $G_{\text{сн}}$, м³/ч, Характеристики данных сетевых насосов приведены в таблице 7.2.

Число сетевых насосов следует принимать не менее двух, один из которых является резервным

Таблица 3.2 Основные технические характеристики сетевых насосов

Тип насоса	Подача, м ³ /с (м ³ /ч)	Напор, м	Допустимый кавитационный запас, м,	Давление на входе в насос, МПа (кгс/см ²), не более	Частота вращения, 1/с(1/мин)	Мощность, кВт	К. п. д., %, не менее	Температура перекачиваемой воды, °С, не более	Масса насоса, кг
СЭ-160-50	0,044(160)	50	5,5	0,39 (4)	50(3000)	29	73	120	-
СЭ-160-70	0,044(160)	70	5,5	0,39 (4)	50(3000)	37	79		-
СЭ-160-100	0,044(160)	100	5,5	0,39 (4)	50(3000)	59	71		-
СЭ-250-50	0,069(250)	50	7,0	0,39 (4)	50(3000)	41	80		-
СЭ-320-110	0,089(320)	110	8,0	0,39 (4)	50(3000)	114	80		-
СЭ-500-70-11	0,139(500)	70	10,0	1,08(11)	50(3000)	103	82		1034
СЭ-500-70-16	0,139(500)	70	10,0	1,57(16)	50(3000)	103	82		1034
СЭ-500-140	0,139(500)	140	10,0	1,57(16)	50(3000)	210	81		-
СЭ-800-55-11	0,221(800)	55	5,5	1,08(11)	25(1500)	132	81		1514
СЭ-800-55-16	0,221(800)	55	5,5	1,57(16)	25(1500)	132	81		1514
СЭ-800-100-11	0,221(800)	100	5,5	1,08(11)	25(1500)	243	80	180	3035
СЭ-800-100-16	0,221(800)	100	5,5	1,57(16)	25(1500)	243	80		3035
СЭ-800-160	0,221(800)	160	14,0	1,57(16)	50(3000)	378	82		-
СЭ-1250-45-11	0,347(1250)	45	7,5	1,08(11)	25(1500)	166	82		2125
СЭ-1250-45-25	0,347(1250)	45	7,5	2,45(25)	25(1500)	166	82		2125
СЭ-1250-70-11	0,347(1250)	70	7,5	1,08(11)	25(1500)	260	82		1621
СЭ-1250-70-16	0,347(1250)	70	7,5	1,57(16)	25(1500)	260	82	180	1621
СЭ-1250-100	0,347(1250)	100	7,5	1,57(16)	25(1500)	370	82		-
СЭ-1250-140-11	0,347(1250)	140	7,5	1,08(11)	25(1500)	518	82		4141
СЭ-1250-140-16	0,347(1250)	140	7,5	1,57(16)	25(1500)	518	82		4141
СЭ-1600-50	0,445(1600)	50	8,5	2,45(25)	25(1500)	234	83		-
СЭ-1600-80	0,445(1600)	80	8,5	1,57(16)	25(1500)	388	80		-
СЭ-2000-100	0,555(2000)	100	22,0	1,57(16)	50(3000)	572	85		-
СЭ-2000-140	0,555(2000)	140	22,0	1,57(16)	50(3000)	810	84		-
СЭ-2500-60-11	0,695(2500)	60	12,0	1,08(11)	25(1500)	422	86		3770
СЭ-2500-60-25	0,695(2500)	60	12,0	2,45(25)	25(1500)	422	86		-
СЭ-2500-180-16	0,695(2500)	180	28,0	1,57(16)	50(3000)	1380	84		-

СЭ-2500-180-10	0,695(2500)	180	28,0	0,98(10)	50(3000)	1380	84		2277
СЭ-3200-70	0,890(3200)	70	15,0	0,98(10)	25(1500)	672	86		-
СЭ-3200-100	0,890(3200)	100	15,0	0,98(10)	25(1500)	898	86	120	-
СЭ-3200-160	0,890(3200)	160	32,0	0,98(10)	50(3000)	1530	86		-
СЭ-5000-70-6	1,390(5000)	70	15,0	0,59(6)	25(1500)	1035	87		5220
СЭ-5000-70-10	1,390(5000)	70	15,0	0,98(10)	25(1500)	1035	87		5220
СЭ-5000-100	1,390(5000)	100	15,0	1,57(16)	25(1500)	1340	87	180	-
СЭ-5000-160	1,390(5000)	160	40,0	0,98(10)	50(3000)	2340	87	120	4870

2) Подпиточные насосы устанавливаются для восполнения утечки воды в тепловой сети, а в открытой системе они ещё обеспечивают подачу воды на горячее водоснабжение.

Напор подпиточных насосов, $H_{\text{пн}}$, м, определяется месторасположением линии статического давления.

Подачу подпиточных насосов, $G_{\text{пн}}$, м³/ч, в закрытых системах теплоснабжения следует принимать равной расходу воды на компенсацию потерь сетевой воды из тепловой сети согласно по формуле

$$G_{\text{пн}} = G_{\text{ут}} = 0,75\%V$$

где V – объем воды в системе теплоснабжения, м³

$$V = v \cdot Q_{\Sigma} \quad)$$

где v – удельный объем воды в системе: в закрытой – 65 м³ на 1МВт, в открытой – 70 м³ на 1МВт.

Q_{Σ} – суммарная тепловая нагрузка района города.

Расчетный расход воды на компенсацию утечки $G_{\text{ут}}$, принимается в размере 0,75% от объема воды в системе теплоснабжения согласно.

Подачу подпиточных насосов $G_{\text{пн}}$, м³/ч, в открытых системах теплоснабжения следует принимать равной сумме максимального расхода воды на горячее водоснабжение $G_{\text{h max}}$, кг/ч и расчетного расхода воды на компенсацию по формуле

$$G_{\text{пн}} = G_{\text{ут}} + G_{\text{h max}}$$

Где:

$$G_{h \max} = \frac{3,6 \cdot Q_{h \max}}{c \cdot (t_h - t_c)}$$

Число подпиточных насосов принимается в закрытой системе теплоснабжения не менее двух, один из которых является резервным; в открытой системе – не менее трех, один из которых также является резервным.

Число насосов определяется с учётом их совместной работы на тепловую сеть.

Характеристики подпиточных насосов марки К и Д следует принимать согласно таблицы 3.3.

Таблица 3.3 Центробежные насосы типа К

Марка насоса	Производительность, м³/ч	Полный напор, м	Частота вращения колеса, об/мин.	Рекомендуемая мощность электродвигателя кВт	Диаметр рабочего колеса, мм
1 К-6	6-11-14	20-17-14	2900	1,37	128
1,5 К-6а	5-9-13	16-14-11		1,7	115
1,5 К-6б	4-9-13	12-11-9		1,0	105
2 К-6	10-20-30	34-31-24		4,5	162
2 К-6а	10-20-30	28-25-20		2,8	148
2 К-6б	10-20-25	22-18-16		2,8	132
2 К-9	11-20-22	21-18-17		2,8	129
2 К-9а	10-17-21	16-15-13		1,7	118
2 К-9б	10-15-20	13-12-10		1,7	106
3 К-6	30-45-70	62-57-44		14-20	218
3 К-6а	30-50-65	45-37-30		10-14	192

3 K-9	30-45-54	34-31-27		7,0	168
3 K-9a	25-85-45	24-22-19		4,5	143
4 K-6	65-95-135	98-91-72		55	272
4 K-6a	65-85-125	82-76-62		40	250
4 K-8	70-90-120	59-55-43		28	218
4 K-8a	70-90-109	48-43-37		20	200
4 K-12	65-90-120	37-34-28		14	174
4 K-12a	60-85-110	31-28-23		14	163
4 K-18	60-80-100	25-22-19		7,0	148
4 K-18a	50-70-90	20-18-14		7,0	136
6 K-8	110-140-190	36-36-31	1450	28	328
6 K-8a	110-140-180	30-28-25		20	300
6 K-8б	110-140-180	24-22-18		20	275
6 K-12	110-160-200	22-20-17		14	264
6 K-12a	95-150-180	17-15-12		10	240
8 K-12	220-280-340	32-29-25		40	315
8 K-12a	200-250-290	26-24-21		28	290
8 K-18	220-285-360	20-18-15		20	268

Подбор насосов зарубежного производства «Grundfoss», «Nochi», «Wilo».

Выбор схемы присоединения абонентов.

Существенное значение имеет при выборе рациональных схем присоединения абонентских теплоиспользующих установок пьезометрический график, который 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 и геодезических отметок поверхности земли по трассе.

Рассмотрим пьезометрический график двухтрубной водяной теплосети. Напор в подающем трубопроводе не допускает вскипания воды, т.к. линия III-III не пересекает поверхности земли. Но эта линия пересекает абоненты 5 и 4 на отметках h_5 и h_4 , следовательно, водонагреватели и калориферы, присоединенные к сети, не могут находиться выше отметок h_5 и h_4 . Для абонента 2 пьезометрический напор в подающем трубопроводе около 113м, для абонента 1-98м, следовательно, нагреватель горячего водоснабжения и калориферы вентиляционных систем должны присоединяться к тепловой сети с обязательной установкой регуляторов давления на подающем трубопроводе, понижающим давление до допустимой величины, не допускающей «раздавливания» нагревательных устройств.

Система отопления здания 1 может присоединиться к теплосети по зависимой схеме с элеваторным смещением, т.к. располагаемый напор больше требуемого для работы элеватора, а статический напор и гидродинамический в обратном трубопроводе не превышают допустимого 60м. Система отопления абонента 2 также находится в статической зоне (h около 60м).

В гидродинамическом режиме система будет частично опорожняться через обратный трубопровод, т.к. гидродинамический напор в обратном трубопроводе ниже высоты здания. Для повышения напора в обратном трубопроводе системы отопления необходимо установить регулятор давления на обратном трубопроводе. Регулятор давления выполняет роль клапана подпора, локально повышающего напор в обратном трубопроводе системы отопления на величину ΔH_0 .

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

Возможно присоединение системы отопления по зависимой схеме с установкой насоса на обратной линии после системы отопления, который понизит напор в обратном трубопроводе системы отопления, одновременно увеличивая располагаемый напор для работы элеваторного узла. При внезапной остановке насоса система отопления будет поставлена под недопустимое давление со стороны обратного трубопровода теплосети, что приведет к аварийной ситуации. Таким образом, лучший вариант будет присоединение системы отопления по независимой схеме.

Здание 4 находится в благоприятных условиях: в статической зоне, и пьезометрический напор в обратном трубопроводе теплосети менее 60м, но располагаемый напор является недостаточным для работы элеватора, следовательно, возможен вариант подключения системы отопления по зависимой схеме со смесительным насосом вместо элеватора.

Система отопления здания 5 будет опорожняться как при статическом, так и при динамическом режимах. Возможно присоединение системы отопления по зависимой схеме с установкой регулятора давления до себя на обратном трубопроводе системы отопления как для абонента 2 и установкой клапана на подвижном трубопроводе перед элеватором, который не допустит опорожнения системы отопления через подающий трубопровод при статическом режиме. Однако лучшим будет присоединение системы отопления абонента 5 по независимой схеме.

3.9 Расчет гидравлических режимов.

Одним из самых важных требований к гидравлическому режиму тепловых сетей является постоянное и надежное распределение потоков теплоносителя по отдельным участкам сети и к абонентам в соответствии с тепловыми нагрузками. Расчет гидравлического режима тепловой сети сводится к определению потерь давления при известных расходах воды. Для этого

необходимо поддержание располагаемых напоров в сети и на тепловых пунктах.

В абонентских установках с авторегуляторами поддерживается заданный расход дросселированием избыточного давления перед абонентами. Таким образом сохраняются заданные гидравлический и тепловой режимы.

В случае отсутствия на вводах авторегуляторов изменение расходов и давления в сети вызывает перераспределение расходов в магистральных трубопроводах и на абонентских вводах. Возникают разрегулировки. Расчет гидравлического режима дает возможность определить расходы воды и соответствующие им потери давления при изменяющихся условиях работы системы.

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

Исходными данными являются:

1. схема сети
2. пьезометрический график.
3. давление на коллекторах ТЭЦ.

В тепловых сетях имеет место квадратичная зависимость падения давления ΔP от расхода: $\Delta P = SV^2$ или $\Delta H = SV^2$,

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

V – расход теплоносителя ($\text{м}^3/\text{ч}$)

Характеристика сопротивления находится по формуле:

$$S = A_s (l + l_e) p / d^{5.25}$$

или

$$S = A_s (l + l_e) / g d^{5.25},$$

где A_s – постоянный коэффициент, зависящий от шероховатости стенок трубопровода K_e .

Из формулы сопротивления сети следует, что S зависит от шероховатости трубопровода, плотности теплоносителя, приведенной длины и диаметра трубопровода.

Графическое изображение потерь напора от расхода является характеристикой сети. Задаваясь определенными величинами расходов V , при найденном значении S , находят величины ΔH . Графически характеристика сопротивления теплосети представляет собой параболу, проходящую через начало координат.

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

Обозначим:

V – суммарный расход воды в теплосети

V_m – расход воды у абонента «m»

V_m – относительный расход воды у абонента «m», равный отношению расхода воды у абонента «m» к суммарному расходу в сети.

$$\bar{V}_m = \frac{V_m}{V}$$

Для абонента I действительно выражение

$$S_1 V_1^2 = S_{1-5} V^2;$$

$$S_2 V_2^2 = S_{2-5} (V - V_1)^2;$$

где S_1 – сопротивление абонентской установки с ответвлением

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

Разделив почленно на V^2 и S_1 и извлекая корень квадратный получим:

$$\bar{V}_1 = \frac{V_1}{V} = \sqrt{\frac{s_{1-5}}{1} \frac{1}{s_1}}$$

Для абонента 2:

$$s_2 V_2^2 = s_{2-5} (V - V_1)^2$$

С учетом для абонента 1

$$s_{II-5} (V - V_1)^2 = s_{1-5} V^2$$

$$s_{II-5} = s_{II} + s_{2-5}$$

где S_2 – сопротивление абонентской установки 2 с ответвлением

S_{2-5} – сопротивление теплосети со всеми абонентами и ответвлением от абонента 2 до 5 включительно.

S_{II} – сопротивление участка магистрали II.

Из уравнения $S_{11-5}(V-V_1)^2=S_{1-5}V^2$ найдем $(V-V_1)^2$

$$(V - V_1)^2 = \frac{s_{1-5}}{s_{II-5}} V^2$$

Подставляем найденное выражение $(V-V_1)^2$ в выражение для 2 абонента, разделим почленно на V^2 и S_2 и извлекая корень квадратный из обеих частей уравнения, получим:

$$\bar{V}_2 = \frac{V_2}{V} = \sqrt{\frac{s_{1-5}}{1} \cdot \frac{s_{2-5}}{s_{II-5}} \cdot \frac{1}{s_2}}$$

Аналогично получим относительный расход для абонента «m» из числа абонентов «n»:

$$\bar{V}_m = \frac{V_m}{V} = \sqrt{\frac{S_{1-n}}{S_m} \cdot \frac{S_{2-n}}{S_{II-n}} \cdot \frac{S_{3-n}}{S_{III-n}} \cdot \frac{S_{m-n}}{S_{M-n}}}$$

Из этого выражения 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 сопротивлений отдельных участков сети практически постоянны и определяются по результатам гидравлического расчета.

Таким образом, путем расчета гидравлических режимов теплосети можно решать вопросы, связанные с эксплуатацией системы теплоснабжения.

3.10 Гидравлическая устойчивость.

Способность системы сохранять постоянный расход теплоносителя на абонентских вводах при изменении условий работы других потребителей считается гидравлической устойчивостью. Количественно гидравлическая устойчивость оценивается коэффициентом гидравлической устойчивости:

$$A = V' / V_{\max}$$

где V' – расчетный расход сетевой воды на абонентском вводе;

$V_{\max}$ – максимально возможный расход воды на абонентском вводе.

$A=1$ может быть достигнут установкой на вводах регуляторов расхода, которые автоматически обеспечат постоянство расхода воды в абонентских системах.

В реальных условиях $A \neq 1$. В системах теплоснабжения без авторегуляторов при любых изменениях гидравлического режима возникают разрегулировки.

Рассмотрим это на примерах. Для некоторой системы теплоснабжения при расчётном режиме соотношение между расходом V , располагаемым напором H при характеристике сопротивления сети S выражается зависимостью:

$$\Delta H = S V^2$$

Из этого выражения суммарный расход воды в теплосети :

$$V = (\Delta H / S)^{1/2}$$

Если от теплосети отключить абонент 4 , то суммарное сопротивление сети возрастает, суммарный расход воды в сети уменьшается, что следует из уравнения:

$$V = (\Delta H / S)^{1/2}$$

потери напора в сети от источника тепла до ответвления абонента 4 тоже уменьшаются, и линии пьезометрического графика располагаются более полого и изображаются 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 конца сети произойдет пропорциональная разрегулировка, т.е. степень изменения расхода воды будет одинаковой.

Если у источника тепла увеличить напор H , а сопротивление сети остается неизменным, то суммарный расход воды в теплосети и у абонентов изменится соответственно $V = (\Delta H/S)^{1/2}$. В сети произойдет пропорциональная разрегулировка. При частичном прикрытии задвижек на обратном магистральном трубопроводе теплосети уменьшится 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. Повышение давления в обратном трубопроводе приводит к уменьшению располагаемых напорov 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.

Данные примеры показывают разные характеры изменения гидравлических режимов в сети при эксплуатации системы теплоснабжения.

Влияние изменения расхода воды в теплосети на гидравлический режим может быть значительно уменьшено при повышении гидравлической устойчивости системы. Наибольшей гидравлической устойчивостью обладает система с авторегуляторами у абонентских установок.

Из рассмотренных примеров следует, что при наличии авторегуляторов у абонентов действительный расход воды при всех режимах близок к расчетному, следовательно, коэффициент гидравлической устойчивости A близок к

единице. При отсутствии авторегуляторов на ЦТП или у абонентов с изменением гидравлического режима изменяется расход у потребителей. В этом случае коэффициент гидравлической устойчивости A 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. Следовательно, чем больше абонентов будет отключаться, тем в большей степени будет разрегулировка.

Максимальная разрегулировка будет при одном включенном абоненте. Падение напора в сети будет малым настолько, что им можно будет пренебречь, т.е. располагаемый напор у абонента $\Delta H_{аб}$ будет равен располагаемому напору на станции $\Delta H_{ст}$.

При отсутствии у абонентов авторегуляторов коэффициент гидравлической устойчивости можно определить:

$$A = V_{рас}/V_{max} = (\Delta H_{аб}/\Delta H_{ст})^{1/2} = (\Delta H_{аб}/\Delta H_{ст} + \Delta H_{сети})^{1/2} = 1/(1 + \Delta H_{сети}/\Delta H_{аб})^{1/2}$$

$\Delta H_{ст}$ – располагаемый напор на станции.

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

Значения $\Delta H_{ст}$, $\Delta H_{сети}$ и $\Delta H_{аб}$ принимаются при расчетном режиме работы теплосети.

Т.к. наибольшей гидравлической устойчивостью обладает система при $A=1$, то 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 использовать абонентские установки с повышенным сопротивлением.

4. Конструктивные элементы тепловой сети.

4.1 Конструкции теплопроводов для подземной и надземной прокладки.

Трубы, арматуру и фасонные изделия из стали и чугуна для тепловых сетей следует принимать в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды ПБ 10-573 Госгортехнадзора России . Для трубопроводов тепловых сетей следует предусматривать стальные прямошовные электросварные или стальные бесшовные трубопроводы

Стальные трубопроводы соединяются между собой с помощью сварки (газовой или электрической). Наименьший внутренний (условный) диаметр трубопроводов должен приниматься в тепловых сетях не менее 32 мм, а для циркуляционных трубопроводов горячего водоснабжения – не менее 25 мм .

В тепловых сетях допускается применять трубы из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом (ВЧШГ). По сравнению с обычным серым чугуном, где графит имеет форму пластинок, а, значит, не пластичен и не сваривается, чугун с шаровидным графитом пластичен, прочен, трещинностоек и трубопроводы из него соединяются с помощью сварки. Сварные фасонные части – тройники, отводы, патрубки.

При использовании труб ВЧШГ с максимальной температурой теплоносителя 150⁰С и рабочим давлением не более 1,6 МПа следует соблюдать технические условия ТУ1468-004-39535214-96 «Трубы центробежные из чугуна с шаровидным графитом под сварку для теплотрасс» и ТУ1468-002-39535214-96 «Фасонные части сварные из чугуна с шаровидным графитом для трубопроводов теплофикации». Присоединение трубопроводов из ВЧШГ к арматуре осуществляется через фитинги из нержавеющей стали.

Коррозионная стойкость труб из ВЧШГ в 5 раз превышает стойкость стальных труб. Внешнее покрытие труб выполняется металлическим цинком и

битумом, наносимого поверх цинкового. Внутреннее цементно-песчаное покрытие отвечает всем санитарно-эпидемиологическим требованиям транспортировки питьевой воды. Данные трубы рекомендуется использовать как при канальной, так и при бесканальной прокладке теплосетей. Ресурс трубопроводов из ВЧШГ 50 лет. Трубы из ВЧШГ $D_y \leq 300\text{мм}$ предлагает Липецкий НПП «ВАЛОК-ЧУГУН» и др.

Для трубопроводов тепловых сетей допускается применять трубы неметаллические. Наилучшим образом зарекомендовали себя при эксплуатации тепловых сетей трубопроводы из сшитого полиэтилена, полипропиленовые, стеклопластиковые, стеклобазальтопластиковые, асбестоцементные.

- Трубопроводы из *сшитого полиэтилена* ПЭ-С (РЕХ) предназначены для сетей горячего водоснабжения с максимальной температурой теплоносителя 75°C , рабочим давлением не более 1,0 и отопления с максимальной температурой теплоносителя 95°C (кратковременно 110°C), рабочим давлением не более 0,6 МПа, прокладываемые бесканально.

Трубы ПЭ-С имеют санитарно-гигиенический сертификат. Гибкость труб ПЭ-С позволяет плавно обходить препятствия, их целесообразно использовать в плотной городской застройке.

Трубы ПЭ-С не подвержены внутренней и внешней коррозии, их пропускная способность сохраняется в течение всего срока эксплуатации.

Трубы ПЭ-С не восприимчивы к воздействию блуждающих токов. Прокладка теплосетей с использованием труб ПЭ-С возможна без вскрытия дорожного полотна в футлярах. В этом случае допустимо использование метода горизонтально-направленного бурения.

Труба ПЭ-С поставляется на строительную площадку длинномерными отрезками в бухтах или барабанах, что даёт возможность в несколько раз уменьшить количество стыков по сравнению с традиционными стальными трубами.

Монтаж соединительных деталей (пресс-фитинги, пресс-муфты, подвижные гильзы, пресс-тройники) осуществляется надёжным способом. Срок службы данных трубопроводов не менее 25 лет.

- Трубопроводы полипропиленовые ПП (PPR). Достоинства полипропиленовых труб: высокая кольцевая жёсткость, небольшой вес, стойкость к высоким температурам.

Для защиты циркулирующей воды от насыщения кислородом за счёт проницаемости полипропиленовых труб в закрытых системах теплоснабжения используются трубы с противодиффузионным барьером из алюминия. Кроме того, выпускаются трубы с внутренним слоем из нержавеющей стали и меди.

При монтаже трубопроводов из PPR применяются неразъёмные соединения, получаемые контактной тепловой сваркой в раструб, и разъёмные соединения, получаемые с помощью комбинированных соединительных деталей.

В России применение трубопроводов из полипропилена в системах горячего водоснабжения и отопления растёт за счёт как собственного производства, так и импорта, что объясняется большой стойкостью к воздействию горячей воды и относительно небольшими затратами на их монтаж.

- Трубопроводы *стеклопластиковые* используют в наружных сетях для горячего водоснабжения (ТУ2296-250-24046478-95). Максимальная температура теплоносителя 90⁰С, рабочее давление не более 2,5 МПа.

Трубы из стеклопластика имеют высокую коррозионную стойкость, в 4 раза легче стальных трубопроводов, обладают высокой прочностью, достигающей прочности легированных сталей. На внутренней поверхности трубопроводов отсутствуют отложения солей. Стеклопластик – хороший теплоизолятор ($\lambda = 0,35 \text{ Вт/м}^0\text{С}$), что сводит к минимуму образование конденсата на внутренней поверхности и наледи – на внешней.

Следовательно, гидроизоляция для стеклопластиковых труб не требуется. Низкий вес трубы и различные виды соединений (фланцевое, муфтовое, муфтово-клеевое, и др.) позволяет в короткие сроки, без применения грузоподъёмной и сварной техники произвести монтаж трубопроводов

- Трубопроводы стеклобазальтопластиковые (ГОСТ 17139-83, ТУ 5952-036-00204949-95) используют в наружных сетях для отопления и горячего водоснабжения преимущественно для бесканальной прокладки.

Максимальная температура теплоносителя 115°C , рабочее давление не более 1,6 МПа. Масса теплоизолированных стеклобазальтопластиковых труб в 2 раза меньше массы эквивалентных труб из сшитого полиэтилена, коэффициент температурного расширения на порядок меньше, а жёсткость на порядок больше. К примеру, десятиметровая стальная труба при температуре 95°C удлиняется на 10мм, стеклопластиковая – на 16мм, из полиэтилена – на 200мм, значит, стеклобазальтопластиковая – на 20мм.

Важными преимуществами стеклобазальтопластиковых труб являются отсутствие коррозии, в том числе электрохимической от воздействия блуждающих токов; имеют свойства самокомпенсации; надёжно соединяются на резьбе с отверждающимся герметиком. Стоимость теплоизолированной стеклобазальтопластиковой трубы с учётом затрат на монтаж практически равна стоимости теплоизолированной стальной трубы с учётом затрат на монтаж и ниже стоимости других пластиковых труб в эквивалентной изоляции. Стеклобазальтопластиковые трубы выпускает ОАО «Сантехпром» и др.

- Трубопроводы асбестоцементные являются надёжным и эффективным заменителем стальных труб. Максимальная температура теплоносителя 130°C , рабочее давление не более 1,2 МПа.

Асбестоцементные трубопроводы используются в тепловых сетях, как правило, для бесканальной прокладки. Они не подвержены коррозии, в том числе и блуждающими токами; воздействие горячей воды придаёт им

дополнительную прочность; гладкость стенок и отсутствие на них продуктов коррозии обеспечивают высокую пропускную способность, чистоту транспортируемой среды и экономию энергии на её перекачку.

Асбестоцементные трубопроводы имеют низкий коэффициент теплопроводности ($\lambda = 0,033 \text{ Вт/м}^0\text{С}$), что упрощает и удешевляет устройство теплоизоляции на них. Изоляция с целью защиты труб от коррозии для асбестоцементных трубопроводов не нужна.

Асбестоцементные трубопроводы соединяются асбестоцементными самоуплотняющимися муфтами. Для уплотнения муфтовых соединений применяются теплостойкие резиновые кольца, а трубы в стыке устанавливаются с зазором (для труб длиной $4 \div 5 \text{ м}$ зазор составляет $10 \div 15 \text{ мм}$). Эффект самоуплотнения достигается в результате давления воды в трубопроводе. Достоинством асбестоцементных трубопроводов с самоуплотняющимися муфтами является возможность самокомпенсации тепловых удлинений трубопроводов за счёт наличия монтажного зазора в стыках.

Установка на асбестоцементных трубопроводах запорной арматуры, отводов, тройников и других элементов осуществляется с помощью металлических патрубков. Стоимость асбестоцементной трубы в $1,5 \div 2$ раза ниже стоимости стальной трубы.

Эффективная концепция использования асбестоцементных трубопроводов для теплопроводов позволяет легко и быстро выполнять прокладочные работы с наилучшими технико-экономическими показателями.

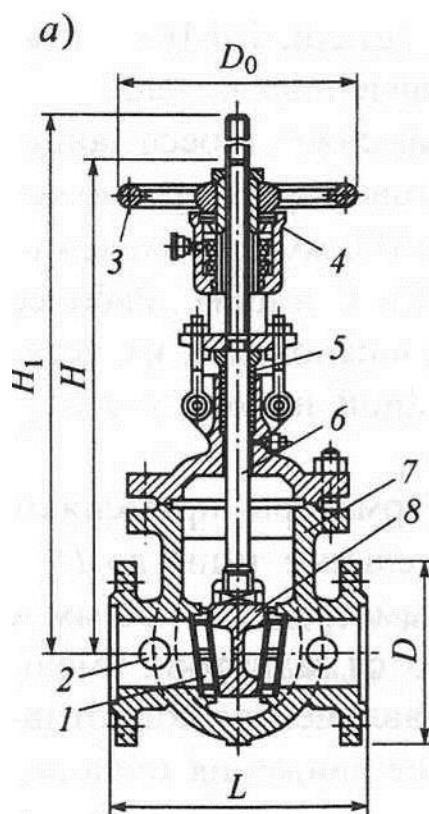
4.2 Арматура тепловых сетей

В тепловых сетях следует применять стальную арматуру. Допускается применять чугунную арматуру в районах с расчётной температурой наружного воздуха для проектирования отопления:

- из серого чугуна в районах с расчётной температурой наружного воздуха для проектирования отопления t_o выше -10^0C ;
- из ковкого чугуна с t_o выше -30^0C ;
- из высокопрочного чугуна с t_o выше -40^0C .

В нижних точках трубопроводов тепловых сетей необходимо предусматривать штуцера с запорной арматурой для спуска воды (спускные устройства); в высших точках – штуцера с запорной арматурой для выпуска воздуха (воздушники).

В качестве запорной арматуры в тепловых сетях следует применять задвижки, затворы и вентили. Задвижки и затворы имеют меньшее гидравлическое сопротивление, чем вентили. Внешний вид задвижки приведён на рисунке 4.1



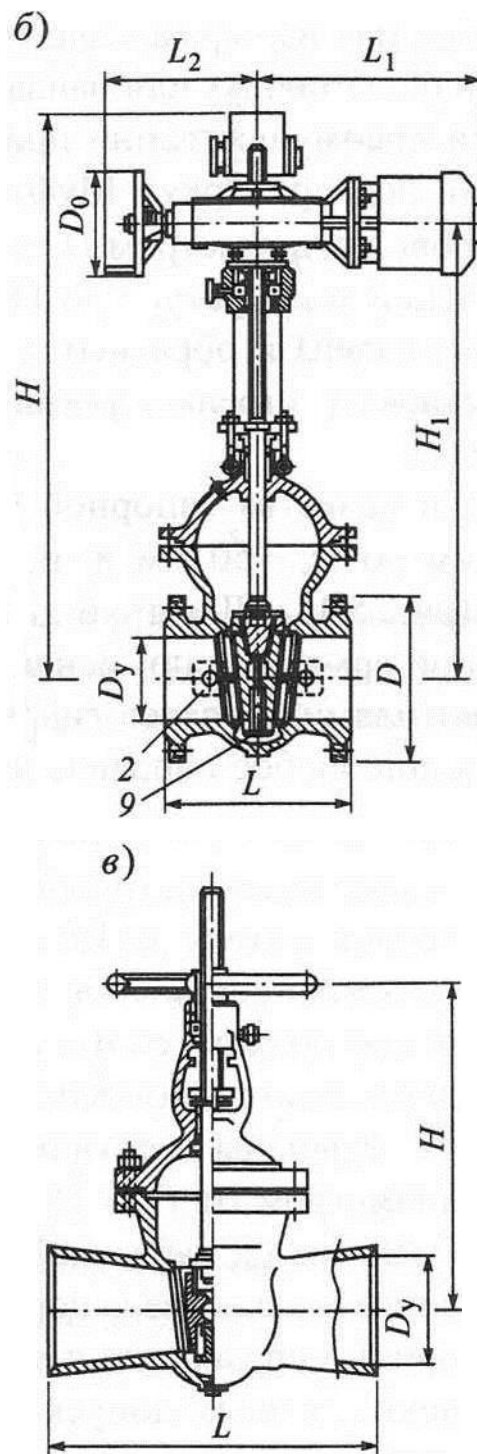


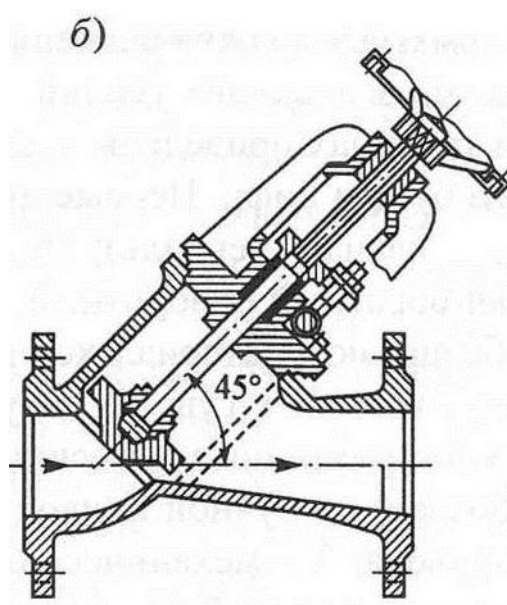
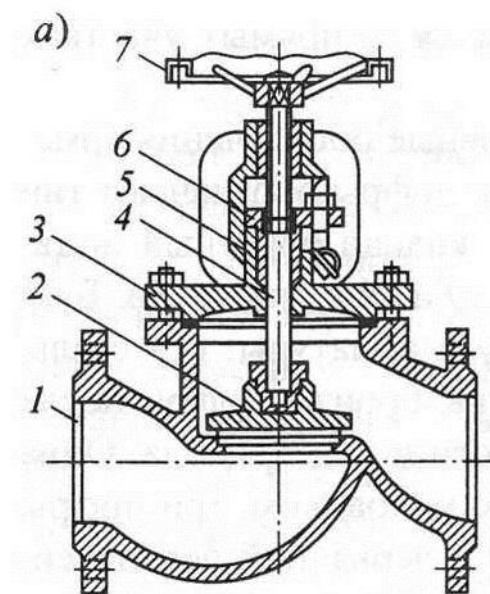
Рис. 4.1. Стальные клиновые задвижки с выдвижным шпинделем:

а ~ одкодисковая; *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 - монтажная длина задвижки

На участках теплосетей, требующих особо надёжного отключения (дренажи, перемычки), в качестве спускных устройств и воздушников следует

применять вентили или шаровые краны, обеспечивающих большую плотность отключения.



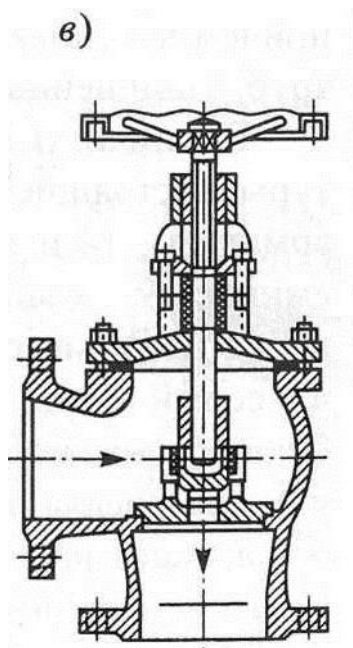


Рис. 4.2. Вентили запорные:

а - фланцевый; б - прямооточный фланцевый; в - угловой фланцевый;
1 - корпус; 2 - золотник; 3 - крышка; 4 - шпиндель; 5 - сальниковая набивка;
6 - втулка; 7 - маховик

В настоящее время шаровые краны практически вытеснили из употребления на строительном мировом рынке вентили и пробкосальниковые краны. Преимущества шаровых кранов:

- 1) коэффициент сопротивления потоку воды равен 1. Полезный эффект от их использования – экономия расхода электроэнергии в приводах насосов;
- 2) простота управления краном – поворот на 90° . Полезный эффект – быстрое действие;
- 3) абсолютная герметичность затвора у крана. Полезный эффект – отсутствие утечек, экономия воды;
- 4) долговечность. Полезный эффект – использование шаровых кранов снижают издержки на ремонт и ущерб от простоев оборудования;
- 5) температурная стойкость шарового крана – до 200°C (вентиль с резиновым уплотнением – до 70°);
- 6) в шаровом кране поток рабочей среды возможен в обоих направлениях.

Современные конструкции шаровых кранов – с высоким шпинделем, т.е. с выносом ручки крана на поверхность земли и расположением её в ковре.

Данная конструкция крана удобна при бесканальной прокладке теплопроводов и позволит снизить расход железобетона на сооружение тепловых камер.

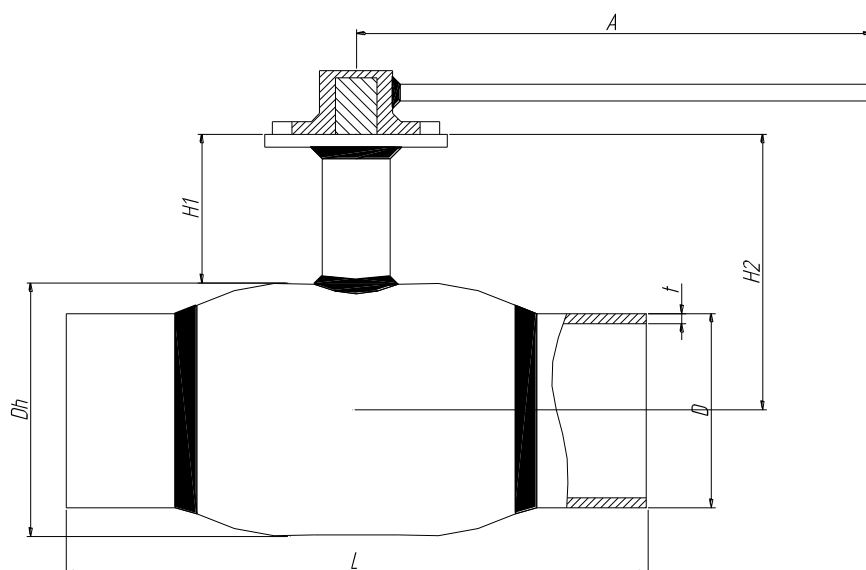


Рис.4.3 Шаровый кран

Затворы – малогабаритная запорная арматура с концами под приварку. Уплотнение затвора – термостойкое резиновое кольцо. Допустимый перепад давления на затвор – не более 1,6 Мпа. Направление подачи среды – любое. Управление затвором осуществляется вручную и от электропривода. Затвор устанавливается на трубопроводе в любом рабочем положении.

4.3 Опоры в тепловых сетях

По теплотрассе расставляют *подвижные* опоры – для восприятия вертикальной нагрузки веса трубопроводов, теплоносителя и изоляции. Они бывают:

- скользящие – при всех способах прокладки тепловых сетей и для всех диаметров трубопроводов;
- катковые – для трубопроводов $D_y \geq 200$ мм;
- шариковые – для трубопроводов $D_y \geq 200$ мм (на углах поворота с самокомпенсацией);

- подвесные – при всех способах прокладки тепловых сетей, кроме бесканальной, для трубопроводов $D_y \geq 150$ мм.

При прокладке трубопроводов в непроходных каналах преимущественно применяют скользящие опоры. Наиболее распространенный тип скользящих опор - на бетонной подушке (плите) с закладными стальными деталями (рис. 4.4). При прокладке трубопроводов на отдельно стоящих опорах, в тоннелях, коллекторах применяют катко- вые опоры, обладающие меньшим трением, чем скользящие. Однако они требуют постоянного ухода (смазывания) и осмотра (рис. 4.5)

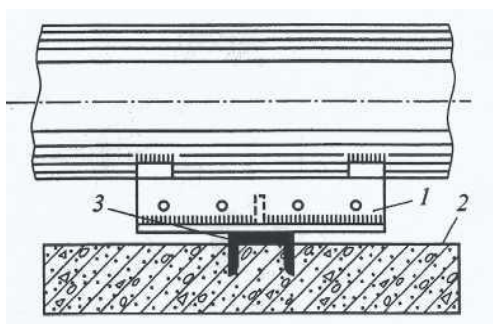


Рис. 4.4. Скользящая опора:

1 - сварная конструкция скользящей опоры; 2 - опорная бетонная плита; 3 - закладная деталь (стальной швеллер)

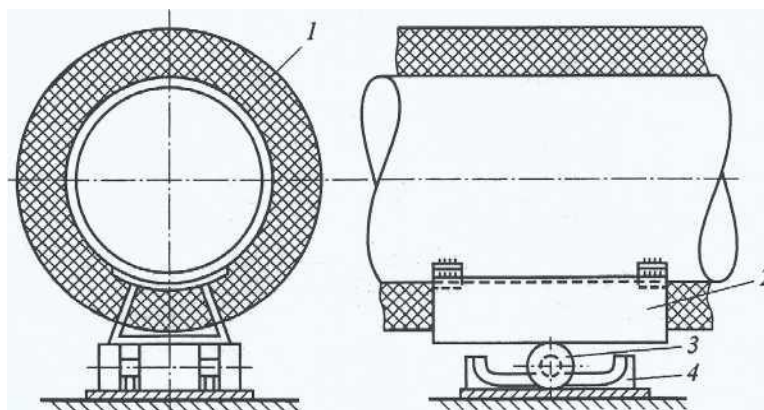


Рис. 4.5. Катковая опора:

1 - трубопровод с изоляцией; 2 - приварной элемент опоры на трубопроводе; 3 - каток; 4 - направляющие салазки

Роликовые опоры (рис. 4.6) 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. 4.7).

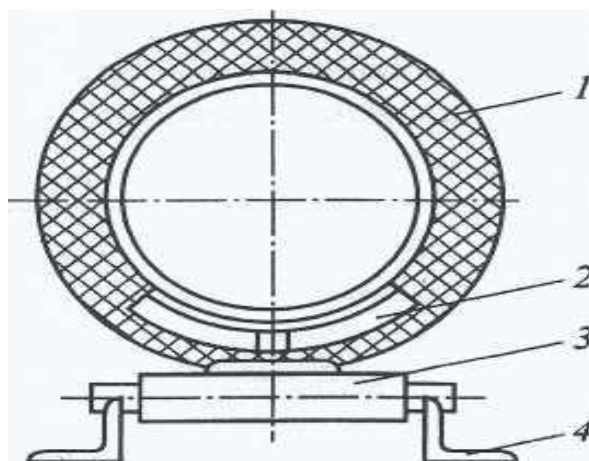


Рис. 4.6. Роликовая опора

1 - трубопровод с изоляцией; 2 - приварной элемент опоры на трубе; 3 - ролик; 4 - опоры ролика

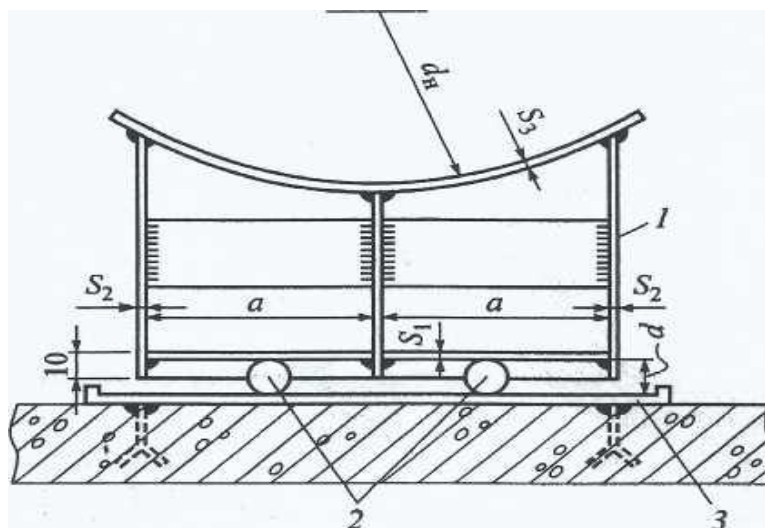


Рис. 4.7 Шариковая опора:

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. 4.8). При необходимости регулирования высоты подвески труб применяют подвесные

опоры со стяжной скобой (рис. 4.8, б), а во избежание перекосов труб - подвесные опоры с пружинами (рис. 4.8, в), разгружающими трубопровод от неравномерных напряжений.

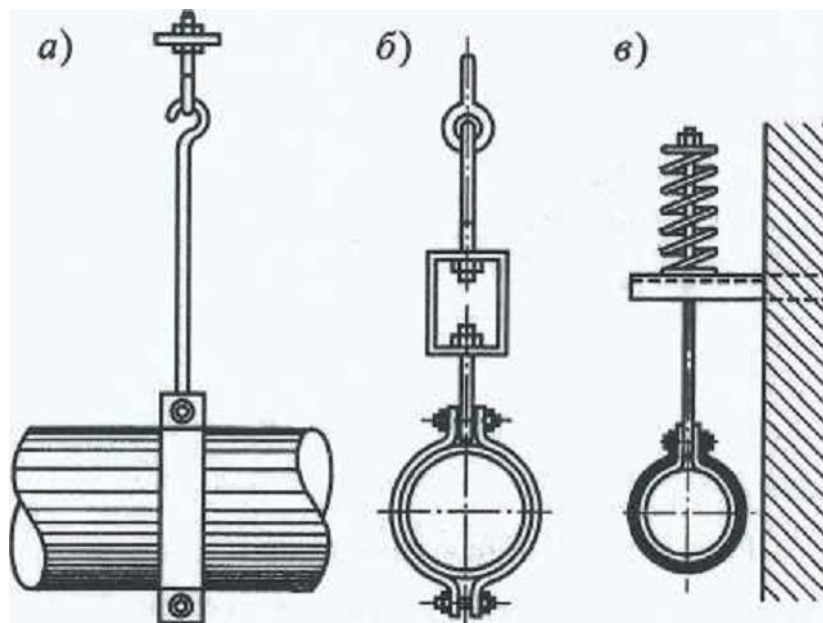


Рис. 4.8. Подвесные опоры:

а - жесткая подвеска; *б* - со стяжной скобой; *в* - пружинная подвеска

По теплотрассе расставляют неподвижные опоры. Они делят трассу на участки, независимые друг от друга в восприятии горизонтальных усилий от температурных деформаций и внутреннего давления теплоносителя.

Неподвижные опоры следует предусматривать:

- упорные – при всех способах прокладки тепловых сетей;
- щитовые – при бесканальной прокладке и в непроходных каналах;
- хомутовые – при всех способах прокладки.

Опоры лобовые с вертикальными двухсторонними упорами применяют при установке в камерах и тоннелях (рис. 4.9).

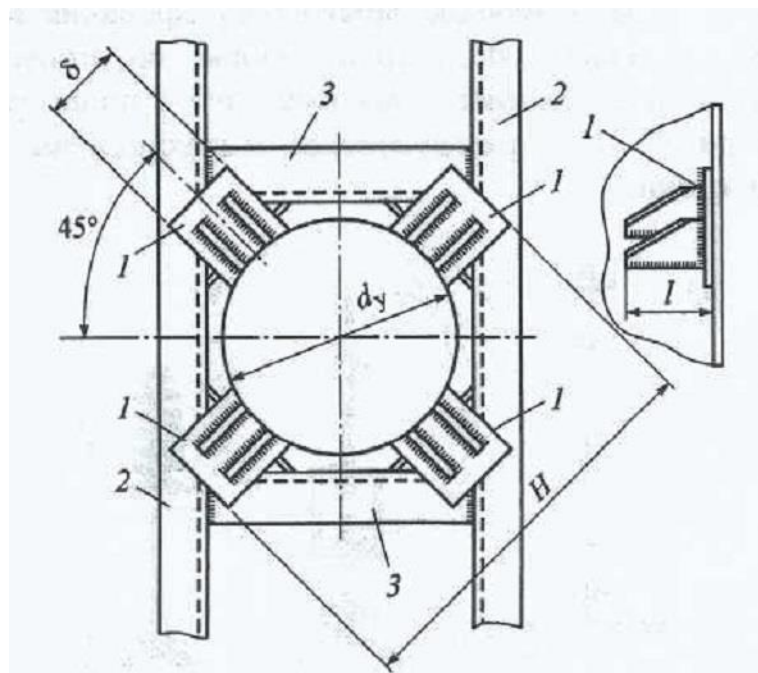


Рис. 4.9 Лобовая неподвижная опора:

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

Щитовые неподвижные опоры (рис. 4.10) 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.

Неподвижные опоры ограничивают возможность поперечного сдвига и не препятствуют осевому перемещению трубопроводов.

Хомутовые опоры (рис. 4.11) применяют при надземных прокладках трубопроводов на эстакадах, опорах, по ограждающим конструкциям промышленных зданий на балконах, кронштейнах и т.п.

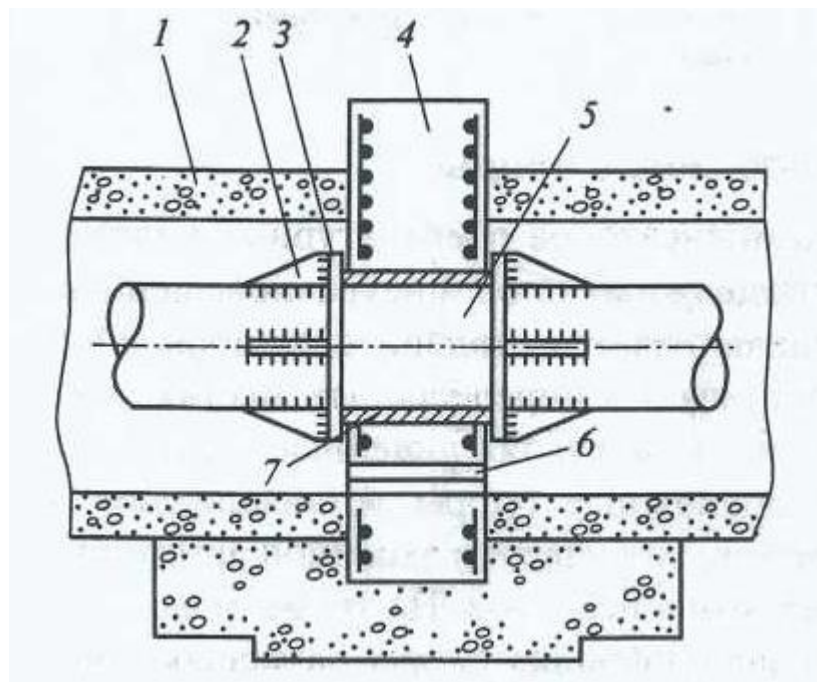


Рис. 4.10 Щитовая неподвижная опора

1 - канал; 2 - приварные упоры; 3 - приварные кольца; 4 - железобетонная плита - щит; 5 - труба теплосети; 6 - дренажное отверстие; 7 - паронитовые прокладки

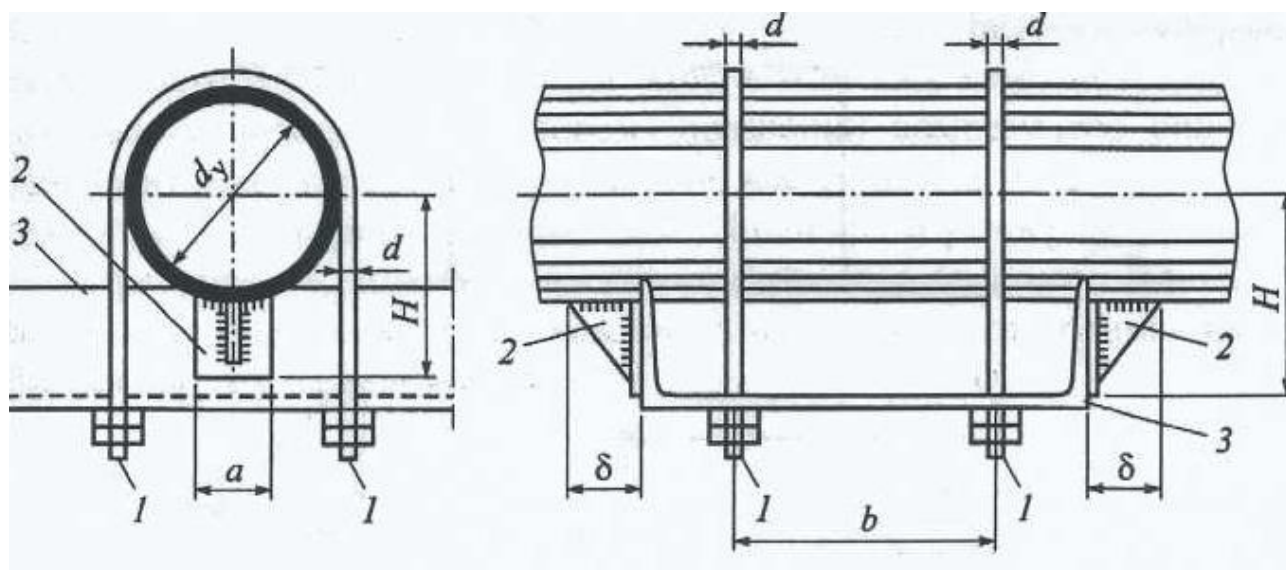


Рис.4.11 Хомутовая неподвижная опора

1 - хомуты из круглой стали; 2 - приварные упоры; 3 - опорная конструкция из швеллера

4.4 Компенсация температурных удлинений.

Температурные перемещения теплопроводов обусловлены линейным удлинением труб при нагревании, что ведет к возникновению больших напряжений, способных деформировать и разрушать трубы.

Между неподвижными опорами в стенках трубопроводов возникают напряжения, способные деформировать и даже разрушить их. Чтобы этого не произошло, необходимо предусматривать устройства, воспринимающие удлинения трубопроводов. Эти устройства – компенсаторы. Они бывают гибкие (радиальные) и осевые.

К гибким компенсаторам относятся:

- естественная гибкость труб;
- искусственные компенсаторы из стальных трубопроводов различной формы, в том числе П-образные.

Гибкие компенсаторы применяются для любых диаметров, они не требуют обслуживания, однако металлоёмки, велика зона отчуждения дорогостоящей городской земли, а также они имеют большое гидравлическое сопротивление по сравнению с осевыми.

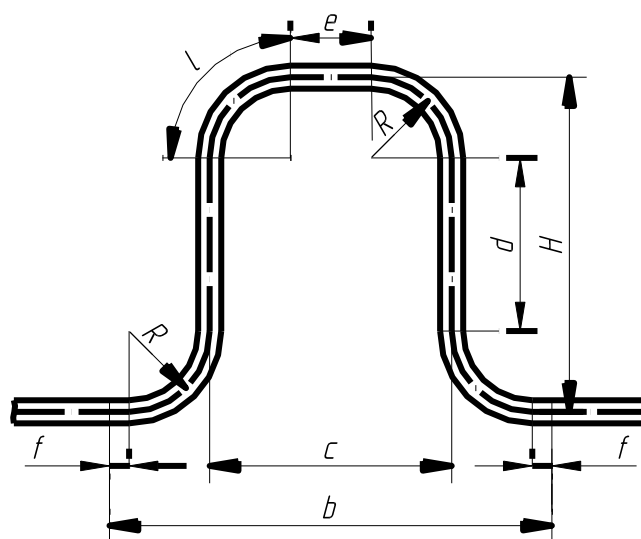


Рис. 4.12 П-образный компенсатор

H – вылет; b – спинка; R – радиус изгиба

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.

Осевые компенсаторы:

- сальниковые – скользящего типа, имеют большую компенсирующую способность, малую металлоёмкость, однако требуют обслуживания из-за истирания сальниковой набивки. В местах размещения сальниковых компенсаторов при подземной прокладке должны быть предусмотрены тепловые камеры. Сальниковые компенсаторы выпускаются с $D_y = 100 \div 1400$ мм, односторонние и двухсторонние.

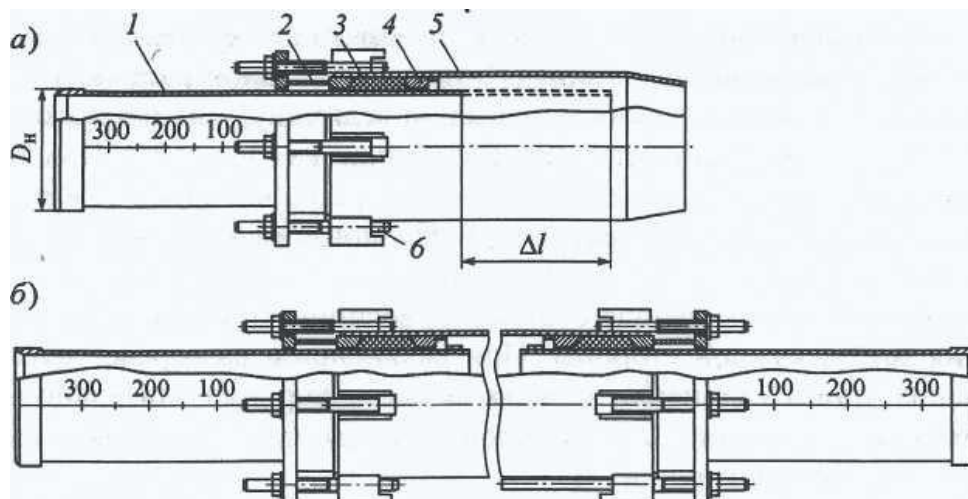


Рис. 8.13. Сальниковые компенсаторы:

а - односторонний; б - двусторонний; 1 - стакан; 2 - грундбукса; 3 - сальниковая набивка; 4 - упорное кольцо; 5 - корпус; 6 - затяжные болты

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 . Компенсатор состоит из корпуса, стакана и специального уплотнения (сальника), кольцевого зазора между корпусом и стаканом (см. рис. 4.13).

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. 4.13, б).

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

$$L_{уст} = A - z$$

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 400-1000 мм - 40 мм; для двусторонних компенсаторов величина z соответственно удваивается.

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

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

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

Δl - тепловое удлинение компенсируемого участка, мм, определяемое по выражению

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

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

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

τ - 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.

- сильфонные (СК) – сжимающего типа. Они не требуют обслуживания, применяют при любых способах прокладки, однако компенсирующая способность их невелика – до 100 мм.

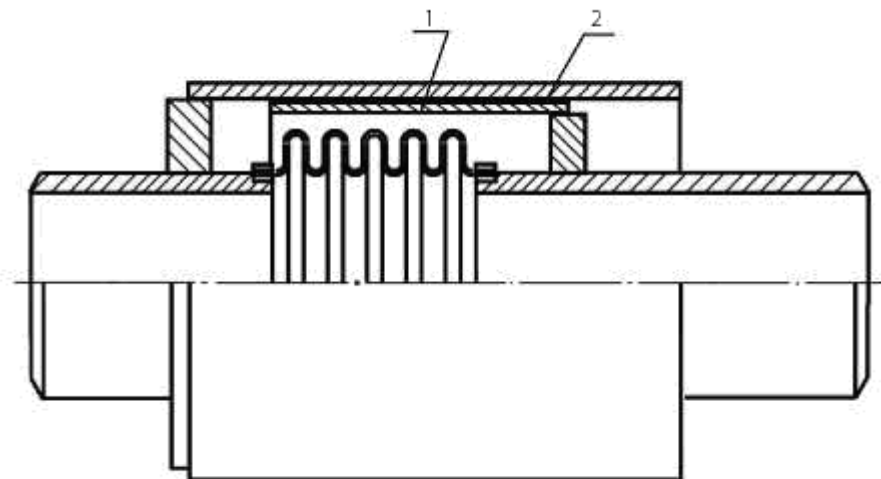


Рис. 8.14. Осевой сильфонный компенсатор для надземной и канальной прокладок

1 – направляющая опора; 2 – кожух

При подземной прокладке теплопроводов в каналах, туннелях, камерах, а также при надземной прокладке и в помещениях (рис. 4.14), СК могут устанавливаться на прямолинейных участках теплопровода в любом месте между двумя неподвижными опорами (концевыми или промежуточными), при этом не должно быть препятствий для возможных перемещений кожуха вместе с частью теплопровода. Между двумя неподвижными опорами допускается размещать только один СК.

При размещении СК у неподвижной опоры расстояние до нее должно быть в пределах $2 \div 4$ Ду. В этом случае направляющие опоры устанавливаются только с одной стороны. С другой стороны их функцию выполняет неподвижная опора.

В случае размещения СК в камерах функции направляющих опор могут выполнять стенки камер со специальной конструкцией обвязки входного и выходного проемов камеры.

Направляющие опоры следует применять, как правило, охватывающего типа (хомутовые, трубообразные, рамочные), принудительно ограничивающие возможность поперечного или углового сдвига и не препятствующие осевому перемещению.

Основными причинами повреждений СК были:

- нарушение требований к монтажу осевых СК во время их монтажа;
- нарушение соосности трубопроводов во время монтажа, а также из-за просадки направляющих опор в процессе эксплуатации;
- разрушение неподвижных опор из-за неправильного расчета нагрузок на них;
- наружная коррозия сильфонов осевых компенсаторов из-за сверхдопустимого содержания хлоридов в грунтовых водах.

Во избежание разрушения осевых СК из-за несносности трубопроводов, возникающей из-за просадки грунта, стали применять сильфонные

компенсационные устройства (СКУ) различных конструкций. СКУ должны конструктивно защищать сильфон от поперечных усилий, изгибающих и крутящих моментов, а также от попадания грунтовых вод на сильфон и грунта между гофрами.

Конструкцией СКУ предусмотрены:

- направляющие опоры цилиндрической формы, установленные с обеих сторон от сильфона, которые телескопически перемещаются вместе с патрубками СКУ по внутренней поверхности толстостенного кожуха. Это придает конструкции достаточную жесткость и обеспечивает соосность сильфонов и их защиту от поперечных усилий и изгибающих моментов, возникающих при возможных прогибах теплопровода из-за просадки грунта или направляющих опор;
- ограничители хода сильфона, которые также защищают сильфон от крутящих моментов;
- толстостенный кожух, изготавливаемый из труб, применяемых для теплопроводов, который задает направление перемещения цилиндрических направляющих опор СКУ, и, в то же время, обеспечивает защиту сильфона от нагрузок, возникающих под действием
- давления грунта и автотранспорта при бесканальной прокладке теплопровода.

При использовании СКУ данной конструкции устанавливать направляющие опоры на расстоянии $2 \div 4$ Ду от СКУ нет необходимости.

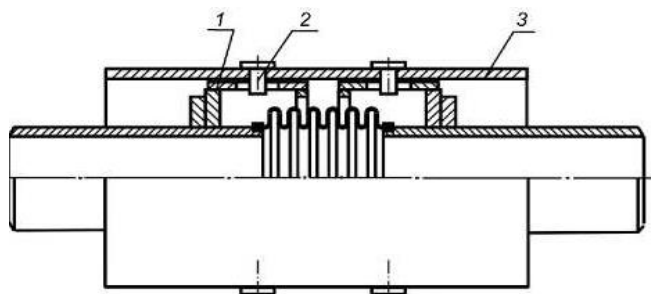


Рис. 4.15. Осевое сильфонное компенсационное устройство для надземной и канальной прокладок

1 – направляющая опора; 2 – кожух; 3 – ограничитель

Учитывая недостатки, выявленные при эксплуатации осевых СК, а также недостатки конструкций разработанных компенсационных устройств рядом российских производителей, ОАО «НПП «Компенсатор» в 1998 г. начало выпуск принципиально новой конструкции СКУ (рис. 4.15) для теплопроводов с теплоизоляцией из минеральной ваты, в пенополиуретановой (ППУ) или в армопенобетонной (АПБ) изоляции.

В Западной Европе и в некоторых регионах России для компенсации температурных деформаций теплопроводов при бесканальной прокладке не применяют осевые СК. В этих случаях используется способ частичной разгрузки температурных деформаций теплопровода за счет предварительного нагрева теплопровода во время его монтажа до температуры, равной 50% от максимальной.

Суть этого способа заключается в следующем. Между двумя неподвижными опорами теплопровода необходимо установить стартовый СК компенсатор, после чего теплопровод заполняется теплоносителем и нагревается до температуры, равной 50% от максимальной рабочей. При этом стартовый компенсатор должен сжаться на полную величину рабочего хода. После выдержки при указанной температуре (как правило, в течение суток) кожухи стартового компенсатора завариваются между собой. И так на всем теплопроводе между каждой парой неподвижных опор. При этом сильфон стартового компенсатора исключается из дальнейшей работы теплопровода, и теплопровод остается в эксплуатации в напряженном состоянии.

В регионах России при бесканальной прокладке труб в ППУ-изоляции уже более 15 лет применяются предварительно изолированные осевые СК различных конструкций.

Основным недостатком всех этих конструкций предизолированных осевых СК является возможность попадания грунтовых вод под

полиэтиленовую оболочку теплоизоляции, а также на сильфон через подвижную часть СК.

Проанализировав недостатки существующих конструкций, ОАО «НПП «Компенсатор» в 2006 г. разработало осевое СКУ для бесканальной прокладки теплопроводов в ППУ-изоляции в полиэтиленовой оболочке с системой ОДК (рис. 4.16).

Гидроизоляция подвижной части СКУ выполняется с помощью защитного сильфона, позволяющего гарантировать полную защиту рабочего сильфона, теплоизоляции и проводов системы ОДК от проникновения грунтовых вод в течение всего срока службы СКУ.

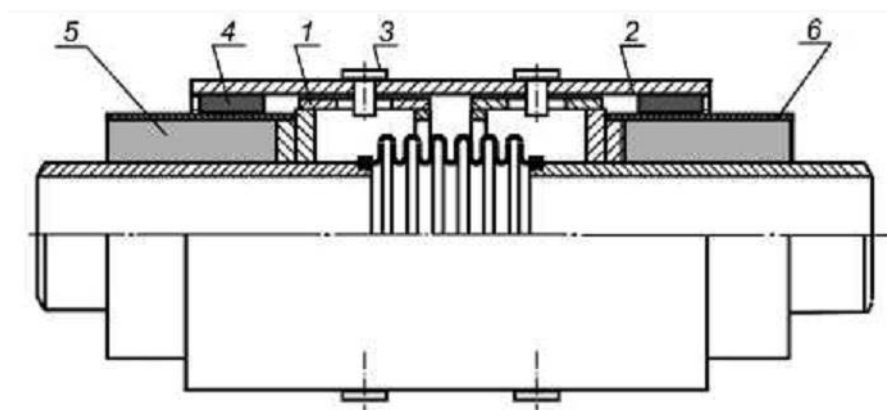


Рис. 4.16. Осевое сильфонное компенсационное устройство для бесканальной прокладки

1 – направляющая опора; 2 – кожух; 3 – ограничитель; 4 – гидроизоляция; 5 – пенополиуретановая изоляция; 6 – гильза из полиэтилена

Тепловая изоляция патрубков СКУ может выполняться во время монтажа одновременно с заливкой пенополиуретаном стыков теплопровода с СКУ. С целью тепловой изоляции патрубков СКУ к его фланцам приварена стальная гильза, на которую посажена термоусаживающаяся муфта, по наружному диаметру соответствующая полиэтиленовой оболочке теплопровода. Такое конструктивное решение гарантирует защиту ППУ-изоляции от проникновения в нее грунтовых вод.

Для исключения попадания грунта и ограничения попадания грунтовых вод на защитный сильфон с торцов кожуха установлены уплотнения.

Применение данных компенсационных устройств позволит в полном объеме решить проблему компенсации температурных деформаций теплопроводов с ППУ-изоляцией в полиэтиленовой оболочке на протяжении всего срока эксплуатации.

4.5 Определение расстояний между подвижными и неподвижными опорами.

Трубопровод, размещенный на опорах, следует рассматривать как многопролетную балку

Допустимые расстояния между опорами определяется из условий прочности и допустимой стрелы прогиба трубы на середине пролета.

Максимальный изгибающий момент в трубопроводе действует на опоре равен:

$$M_o = \frac{ql^2}{12}$$

где q - удельная нагрузка на единицу длины трубопровода равная весу трубопровода с водой и изоляцией;

l - длина пролета между неподвижными опорами.

При надземной прокладке необходимо учитывать горизонтальную нагрузку от ветра:

$$q_{\tau(r)} = k \frac{W^2}{2} \rho d_e$$

k - аэродинамический коэффициент, $k=1,4-1,6$;

W - скорость ветра (м/с);

ρ - плотность воздуха (кг/м³);

d_e - наружный диаметр изоляционной конструкции трубопровода (м).

Суммарная величина удельной нагрузки:

$$q = \sqrt{q_{\theta}^2 + q_r^2}$$

Изгибающий момент в середине пролета:

$$M_n = \frac{ql^2}{24}$$

Стрела прогиба в середине пролета:

$$y = \frac{ql^4}{384Ey}$$

где: E - модуль продольный упругости стали, $E = 19,6 \cdot 10^{10}$ Па

y - центральный момент инерции сечения трубы.

Изгибающее напряжение в трубопроводе над опорой:

$$\sigma_n = \frac{M_o}{W} = \frac{ql^2}{12W}$$

W - момент сопротивления поперечного сечения трубы, m^3

Пролет между подвижными опорами по допускаемому напряжению в стенке трубы от изгиба для σ_n , можно найти:

$$l = \sqrt{\frac{12|\sigma_n|W}{q}}$$

$|\sigma_n|$ - допускаемое напряжение изгиба, которое можно принять равное 0,4-0,5

На поворотах труб расстояние между опорами принимают не более 0,67 от допускаемого на прямом участке пути, а на участке последней и предпоследней опор до поворота или гибкого компенсатора не более 0,82.

Расстояния между неподвижными опорами определяют расчетом на прочность труб.

Неподвижные опоры устанавливаются в следующих случаях:

1. При выполнении угла поворота трассы от 10° до 45° . Неподвижные опоры должны устанавливаться на расстоянии не более 6м. от поворота трассы.
2. На вводах в здание, когда прямолинейный участок трубопровода, входящий в здание, имеет длину более 10 м.

3. При переходе диаметров больше, чем на один типоразмер с целью защиты участка с меньшим диаметром трубы (рис. 4.17 а)
4. Для защиты трубопроводов при комбинации осевой и радиальной компенсации
5. Для защиты малых компенсационных плеч при радиальной компенсации (рис. 4.17 б)
6. На ответвлении от основного теплопровода, выполненного с помощью прямого или углового тройника (рис. 4.17 в)
7. При комбинации канальной и бесканальной прокладки трубопровода (рис. 4.17 г)

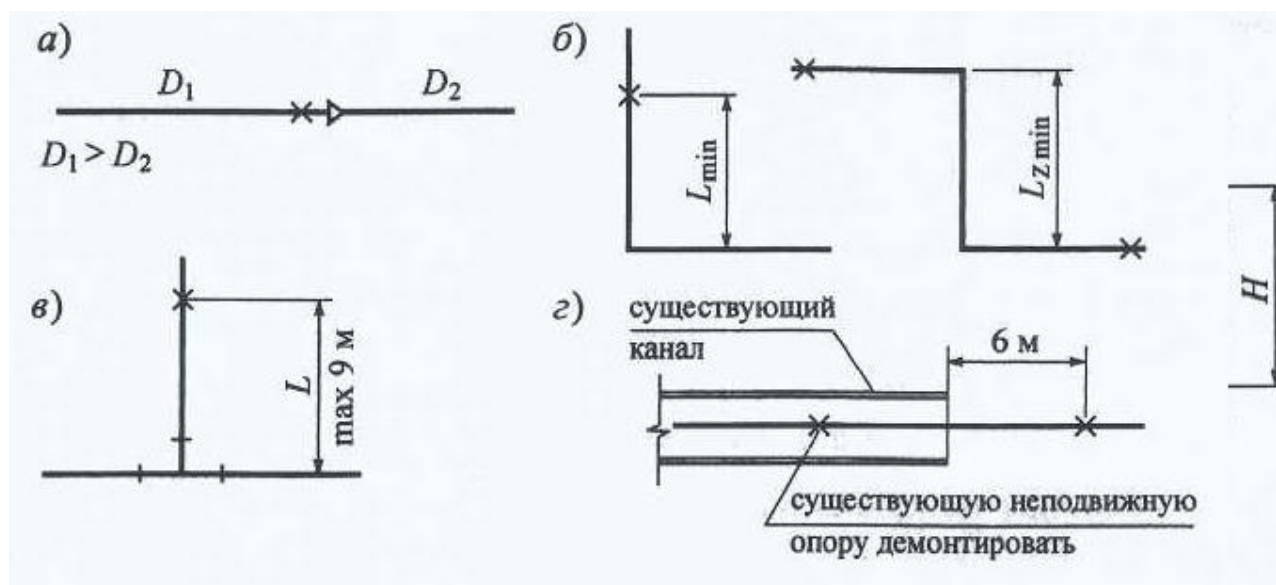


Рис. 4.17 Установка неподвижных опор.

4.6 Определение нагрузок на опоры трубопроводов.

Определить вертикальную нагрузку на опору, можно по формуле:

$$F_v = q \cdot l$$

где: l - длина пролета, м;

q - удельная нагрузка на единицу длины трубопровода, равная весу трубопровода с водой и изоляцией.

Горизонтальные осевые F_{hx} , (Н) и боковые F_{hy} , (Н) нагрузки от сил трения в опорах находим:

$$F_{hx} = \mu_x q l$$

$$F_{hy} = \mu_y q l$$

где μ_x и μ_y - коэффициенты трения в опорах при перемещении опоры вдоль оси трубы под углом оси.

Горизонтальные боковые нагрузки с учетом направления их действия учитываются при расчете опор, расположенных под гибкими компенсаторами, на расстоянии менее 40Ду от угла поворота или гибкого компенсатора.

При горизонтальных усилиях, действующих на неподвижную опору, при их определении необходимо учитывать:

- силу трения в подвижных опорах:

$$N_f^{on} = \mu \cdot q \cdot l$$

μ - коэффициент трения в подвижных опорах;

l - длина трубопровода от неподвижной опоры до компенсатора или угла поворота при самокомпенсации (м).

- силу трения в сальниковых компенсаторах

$$N_f^c = 2\pi d_{ec} P_p l_c \mu_c$$

d_{ec} - наружный диаметр патрубка компенсатора, м²;

l_c - длина слоя сальниковой набивки по оси компенсатора, м;

μ_c - коэффициент трения набивки

P_p - рабочее давление теплоносителя, Па.

5. Тепловая изоляция и тепловые потери.

5.1 Общая характеристика теплоизоляционных материалов и изделий

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

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

Согласно ГОСТ 16381-77 теплоизоляционные материалы в зависимости от теплопроводности подразделяются на три группы: низкой теплопроводности не более 0,06 Вт/(м·К) при средней температуре материала в конструкции 25 °C и не более 0,08 Вт/(м·К) при 125 °C; средней теплопроводности 0,06-0,115 Вт/(м·К) при 25°C и 0,08-0,14 Вт/(м·К) при 125 °C; повышенной теплопроводности 0,115 — 0,175 Вт/(м·К) при 25°C и 0,14-0,21 Вт/(м·К) при 125°C

Следует учитывать, что из таких теплоизоляционных материалов выполняется только основной слой теплоизоляционной конструкции.

Помимо него в эту конструкцию обычно входят другие слои (покровный, гидроизоляционный), а также используются различные вспомогательные материалы (армирующие, крепежные, окрасочные), теплопроводность которых не ограничивается.

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

Важным свойством теплоизоляционных материалов является их температуроустойчивость — способность сохранять свою структуру и физические свойства при температурах, соответствующих условиям их длительной эксплуатации.

Материалы с малой температуроустойчивостью пригодны при температурах изолируемых поверхностей не выше 50°C . Если эти температуры не превышают 300°C , то для их теплоизоляции могут применяться материалы, характеризующиеся повышенной температуроустойчивостью, а при температурах выше 300°C — только материалы с высокой температуроустойчивостью. Для тепловых сетей с температурами теплоносителя не выше 200°C достаточно использование материалов с повышенной температуроустойчивостью, но по технико-экономическим соображениям вместо них иногда применяются материалы с высокой температуроустойчивостью, если они обладают низкой теплопроводностью при умеренной стоимости.

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

соблюдение дополнительных требований к теплоизоляционным материалам: они не должны загораться при максимальных температурах теплоносителя, а также выделять при нагревании до этих температур вредные или способствующие коррозии вещества (агрессивные газы, кислоты, крепкие щелочи, серу и т. д.). Изоляционные материалы не должны быть также подвержены гниению и разрушению микроорганизмами, грибками и г. п.

Применение не удовлетворяющих этим требованиям материалов в тепловых сетях запрещено нормами и правилами.

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

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

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

Традиционным видом неорганического сырья для изготовления теплоизоляционных материалов являются минералы, обладающие высокой температуроустойчивостью в сочетании с волокнистой (различные виды

асбеста), волокнисто-чешуйчатой (слюда и ее разновидности, например вермикулит) или микропористой (диатомит, трепел) структурой.

Из этих видов сырья при термической обработке (обжиге, иногда сопровождаемом вспучиванием) и распушке или дроблении (помоле) могут быть получены сыпучие или волокнистые материалы, применяемые в виде засыпок или для изготовления изделий.

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

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

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

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

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

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

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

Для изоляции трубопроводов больших диаметров применяются сегменты, нарезанные из плит, предназначенных в основном для изоляции плоских и слабо искривленных поверхностей оборудования. Плиты изготавливаются

шириной от 170 до 500 мм, иногда до 1000 мм, длиной от 250 до 1000 мм и толщиной 30 - 125 мм.

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

Штучные изоляционные изделия изготавливаются также на основе минеральной ваты с добавлением связующих веществ. В этом случае в зависимости от вида и содержания этих веществ, а также от исходной плотности минеральной ваты помимо жестких могут быть получены полужесткие и мягкие штучные изделия.

Высокая температуростойчивость штучных минераловатных изделий достигается за счет применения синтетического связующего в количестве 1,5 — 8% по массе.

Минераловатные плиты (по ГОСТ 9573-82) пригодны при температурах до 400 °С и изготавливаются жесткими, полужесткими и мягкими. Кроме мягких плит с теми же показателями плотности и теплопроводности выпускаются минераловатные маты (по ГОСТ 21880-76) в рулонах длиной 2—4 м, обычно с прошивкой проволокой и с одно- или двухсторонней обкладкой металлической сеткой, асбестовой или стеклянной тканью. Максимальная температура их применения определяется температуростойчивостью обкладочного материала и доходит до 450 —600 °С.

Для облегчения монтажа на трубопроводах диаметром свыше 108 мм выпускаются (по ГОСТ 23307-78) минераловатные вертикально-слоистые маты, изготавливаемые из полос, нарезанных из мягких и полужестких плит и наклеенных при вертикальном расположении волокон на односторонний слой

влагонепроницаемого материала. Максимальная температура их применения составляет 300 °С.

Наряду со штучными изделиями на основе минеральной ваты применяются аналогичные изделия на основе стеклянной ваты. Например, из стеклянного штапельного волокна на синтетическом связующем выпускаются по ГОСТ 10499-78 маты длиной от 1 до 13 м при ширине 500—1500 мм и толщине 30 — 80 мм, а также жесткие и полужесткие плиты с максимальной температурой применения 180°С.

5.2 Теплоизоляционные конструкции при воздушной прокладке тепловых сетей

При всех видах воздушной прокладки теплоизоляционные конструкции выполняются как подвесные на соответствующих трубопроводах, а потому связанные с массой изоляции нагрузки передаются на опоры этих трубопроводов. Такие изоляционные конструкции являются, как правило, обособленными для каждой трубы и имеют круглое сечение, концентричное этой трубе.

Основным способом изготовления подвесных изоляционных конструкций является их сборка на изолируемых поверхностях из штучных изделий. В таких конструкциях могут использоваться жесткие, полужесткие и мягкие изделия. Преимуществом изоляции из жестких изделий является их значительная механическая прочность, исключая уплотнение при монтаже и облегчающая последующее нанесение покровного слоя. Вместе с тем крепление жестких изделий малых размеров по длине и ширине, особенно на трубопроводах большого диаметра и при использовании сегментов в количестве 3 — 8 шт. по окружности, значительно усложняет монтаж, а также требует применения различных металлических деталей (колец, бандажей, стяжек, крючков, штырей и т. п.). Так как в условиях увлажнения изоляции эти

крепежные детали при их изготовлении из обычной стали подвержены коррозии, в результате чего возможно обвисание и даже выпадение штучных изделий, то по нормам такие детали должны либо иметь антикоррозионное покрытие, например за счет оцинкования, либо изготавливаться из коррозионно-стойких материалов (латуни, жаростойкой стали).

Применение мягких штучных изоляционных изделий вместо жестких и полужестких позволяет значительно упростить их монтаж и крепление на изолируемых поверхностях, особенно на трубах небольшого диаметра.

В сочетании с использованием матов большой ширины и длины при этом появляется возможность обертывания трубопроводов по окружности одним штучным изделием с одним продольным швом (оберточная изоляция).

Эластичность мягких изделий позволяет также изготавливать их в виде полых цилиндров с одним продольным разрезом, монтируемых с растяжкой и последующим насаживанием на трубу.

Основным недостатком, ограничивающим применение мягких изоляционных изделий, является их малая прочность, в связи с чем при креплении стяжками (бандажами) по их наружной поверхности они подвержены значительному уплотнению, снижающему толщину изоляции, что должно учитываться при выборе таких изделий.

При малых диаметрах изолируемых труб (до 50—100 мм) для их оберточной изоляции могут быть использованы шнуры из минеральной ваты или асбеста, а также жгуты длиной 8—10 м из стеклянных нитей, навиваемые спирально на трубы в один или несколько слоев.

Нормами для воздушной прокладки тепловых сетей при температурах теплоносителя до 400 °С рекомендуются или допускаются к применению изделия.

Специальные требования к штучным изделиям предъявляются в случае выполнения изоляции на объектах сложной конфигурации, а также если такая изоляция должна быть съемной или разъемной. Согласно нормам полностью

или частично съемные конструкции обязательны при теплоизоляции арматуры, сальниковых компенсаторов и фланцевых соединений в тепловых сетях. Кроме того, сложная конфигурация арматуры сама по себе требует применения специальных изоляционных изделий.

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

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

В качестве материала для оболочки применяется асбестовая ткань или ткань из стекловолокна.

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

Нормами при воздушной прокладке тепловых сетей не предусматривается возможность применения для арматуры и сальниковых компенсаторов несъемной изоляции, изготавливаемой непосредственно при монтаже. Однако такие конструкции иногда используются для изоляции небольших объектов сложной конфигурации, а также при ремонтных работах в труднодоступных местах и т. п. В подобных случаях находит применение мастичный способ изготовления изоляционных конструкций, при котором затворяемые на воде порошкообразные материалы (асбозурит, совелит, ньювель) набрасываются

вручную на изолируемую поверхность, обязательно нагретую до температуры не ниже 50 и не выше 150 °С.

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

Теплоизоляционные конструкции для воздушной прокладки должны помимо основного слоя включать также покровный слой, иногда называемый наружным покрытием и выполняющий различные функции. Одной из них является придание этим конструкциям законченного оформления, обеспечивающего возможность обслуживания и ремонта, а также удовлетворяющего эстетическим требованиям. При некоторых типах конструкций, например при засыпной или набивной изоляции, покровный слой является оболочкой для изоляционного материала и поставляется вместе с ним.

В конструкциях из штучных изделий покровный слой изготавливается из специальных материалов, наносимых на поверхность основного слоя. Такой слой должен придавать этой конструкции необходимую жесткость, а также предохранять ее от проникновения влаги, что особенно существенно при прокладке на открытом воздухе. Если применяются полужесткие и мягкие штучные изделия, не обладающие достаточной прочностью, то покровный слой должен обеспечивать такую прочность для конструкции в целом, препятствуя ее деформациям под действием нагрузок от собственного веса, случайных ударов и т. п.

При воздушной прокладке трубопроводов и оборудования основными рекомендуемыми для изготовления покровного слоя изделиями согласно нормам являются либо тонкие металлические листы, либо стальные

оцинкованные (по ГОСТ 7118-78 или ГОСТ 14918-80), либо листы из алюминия и алюминиевых сплавов по ГОСТ 21631-76.

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

Покровные слои в виде металлических покрытий являются наиболее удобными в монтаже, полностью соответствуют эстетическим требованиям, а также наиболее долговечны в эксплуатации. Вместе с тем они требуют наибольших капитальных затрат по сравнению с другими видами покровных слоев, а при больших объемах изоляционных работ, характерных для прокладки трубопроводов на открытом воздухе, связаны с большими расходами дефицитных сортов металла. Поэтому вне помещений вместо таких покрытий для изготовления покровных слоев используются более дешевые, но и менее долговечные эластичные рулонные материалы.

Обязательными требованиями, предъявляемыми к таким материалам, являются их достаточная температуростойчивость, несгораемость или по крайней мере трудная воспламеняемость, а также водонепроницаемость или малое водопоглощение.

Демонтажная изоляция может выполняться с применением либо описанных выше изделий, либо специальных изоляционных конструкций монолитного типа, охватывающих трубу по всей ее длине. Последний способ является наиболее индустриальным, но связанные с ним капитальные вложения могут быть оправданы только при больших объемах работ. Поэтому при прокладке тепловых сетей на открытом воздухе, а тем более в помещениях, этот способ пока не нашел распространения.

В применяемых при таких типах прокладки конструкциях домонтажной изоляции на трассу поступают конструкции, состоящие из мягких или полужестких изделий для основного слоя совместно с изделиями для покровного слоя из тонколистового металла или эластичных рулонных

материалов. Если изделия для основного и покровного слоев поступают скрепленными между собой посредством скоб или шплинтов, то такие конструкции называются полносборными (шифр ТК). На трассе такие конструкции накладываются на трубопроводы и стягиваются бандажами.

Промышленное производство их налажено на базе мягких минераловатных или стекловатных изделий (плит, матов прошивных или вертикально-слоистых, полуцилиндров и полых цилиндров) в сочетании с тонколистовыми металлическими или полимерными покрытиями. Такие конструкции изготавливаются (по ТУ 36-1180-78) длиной 500-1000 мм и толщиной 40 — 70 мм для изоляции трубопроводов с наружными диаметрами 25 — 219 мм или толщиной 40— 100 мм при диаметрах более 219 мм, а также для изоляции плоских или слабо искривленных поверхностей.

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

В нормах применение полносборных конструкций (по ТУ 36-1180-78) ограничивается диаметрами труб 25 — 250 мм. При средних и больших диаметрах, а именно от 100 до 1400 мм, рекомендуется вариант полносборных конструкций, при котором в качестве основного слоя используются вертикально-слоистые минераловатные маты (по ГОСТ 23307-78) с максимальной температурой применения 300 °C при сохранении перечисленных выше покрытий из металлических листов или полимерных материалов.

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

5.3 Теплоизоляционные конструкции при подземной прокладке тепловых сетей

Все подземные теплопроводы, и в первую очередь теплопроводы бесканальные и в непроходных каналах, работают, как правило, в условиях высокой влажности и повышенной температуры окружающей среды, т.е. в условиях, весьма благоприятных для коррозии металлических сооружений. Поэтому важнейшим элементом является изоляционная конструкция, назначение которой не только защита теплопровода от тепловых потерь, но, что еще более важно, защита трубопровода от наружной коррозии.

От успешного решения этой задачи непосредственно зависит долговечность теплопровода.

Высокое тепловое сопротивление изоляционной конструкции, что практически означает низкий коэффициент теплопроводности изоляционного слоя, необходимо для снижения тепловых потерь теплопровода.

Требование низкого влагопоглощения также связано с задачей снижения тепловых потерь, так как при увлажнении изоляционного слоя повышается его теплопроводность и возрастают тепловые потери. Однако этим не исчерпывается роль низкого влагопоглощения изоляционной конструкции. От влагопоглощения изоляционной конструкции, так же как и от ее

воздухопроницаемости и электросопротивления, существенно зависит долговечность подземных теплопроводов.

Наружная поверхность стальных подземных трубопроводов подвержена воздействию часто взаимосвязанных процессов электрохимической и электрической коррозии. Основным агентом, вызывающим коррозию подземных теплопроводов, является кислород, растворенный во влаге, поступающей из окружающего грунта через изоляцию к поверхности трубы. Процесс коррозии интенсифицируется при наличии во влаге, поступающей из грунта, или в изоляционном слое, через который проходит влага, агрессивных веществ: диоксида углерода (CO_2), сульфатов (SO_4) или хлоридов (Cl).

Другим источником поступления кислорода к наружной поверхности стального трубопровода является воздух. Обогащая влагу кислородом, воздух интенсифицирует коррозию. Поэтому для защиты наружной поверхности стальных трубопроводов от электрохимической коррозии необходимо обеспечить не только низкое водопоглощение, но и низкую воздухопроницаемость изоляционной конструкции.

В том случае, когда изоляционный слой выполнен из пористого материала, например минеральной ваты, пенобетона, битумоперлита и др., необходимо защитить его от внешней влаги и воздуха наружным покрытием из материала с низким водопоглощением и низкой воздухопроницаемостью, например из полиэтилена или изола. Основной метод защиты подземных теплопроводов от электрохимической коррозии заключается в выполнении изоляционного слоя из материала с высоким влаго-и электросопротивлением.

Другое возможное решение этой задачи заключается в электрической изоляции металла от электролита путем наложения на наружную поверхность стальных трубопроводов антикоррозионного покрытия, имеющего большое электрическое сопротивление, например путем эмалирования наружной поверхности или нанесения двухслойного покрытия температуростойчивым изолом или трехслойного покрытия органосиликатной краской АС-8а.

Из современных антикоррозионных покрытий наиболее надежным и долговечным при температуре теплоносителя до 200°C является стеклоэмалевое покрытие, выполняемое из рекомендованных Всероссийским научно-исследовательским институтом строительства трубопроводов (ВНИИСТ) силикатных эмалей 105Т и 64/64, накладываемых на предварительно очищенную поверхность стальных труб, разогретых электроиндукционным или печным методом.

Возможным решением может быть также металлизационное алюминиевое покрытие, предложенное Академией коммунального хозяйства имени К.Д. Памфилова.

Это покрытие наносится с помощью электродуговых или газопламенных аппаратов, в которых расплавляется проволока из технически чистого алюминия, и струей сжатого воздуха напыляется на наружную поверхность стального трубопровода, заранее очищенную от продуктов коррозии и загрязнений.

Алюминиевое покрытие не защищает трубопровод от блуждающих токов. Поэтому в зоне опасного влияния блуждающих токов должна осуществляться дополнительная защита этих трубопроводов от электрокоррозии.

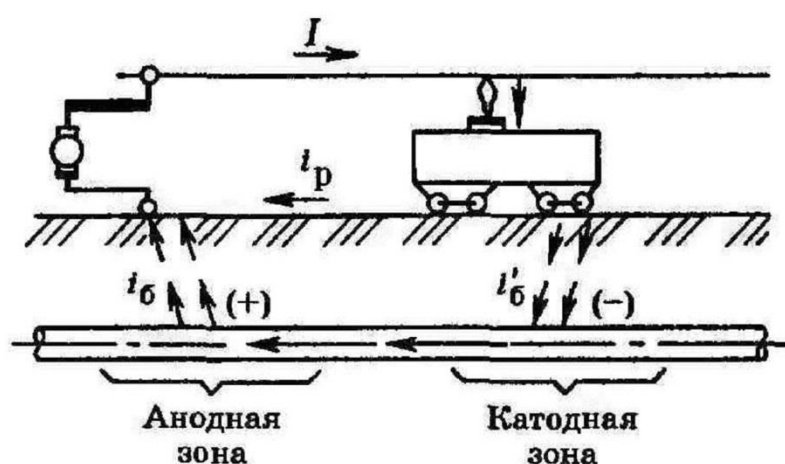


Рис. 5.1 Схема коррозии подземного теплопровода блуждающими токами

Источниками электрической коррозии стальных подземных теплопроводов об служат установки постоянного тока, например электрифицированные железные дороги и трамваи, с рельсовых путей которых электрический ток стекает в землю. Принципиальная схема такого процесса показана на рис. 5.1.

Электрический ток, поступающий с подвижного состава на рельсы и текущий далее к источнику тока, которым являются обычно шины электроустановок или питающей электроподстанции, разделяется на

а) ток i_p , текущий по рельсам, и б) так называемый блуждающий ток i_b , проходящий через грунт, в том числе и через подземные сооружения, проложенные в грунте.

В анодных зонах, где ток стекает с металлических трубопроводов в грунт, происходит разрушение трубопроводов. Соотношение между током, текущим по рельсам, и блуждающим током определяется соотношением электрических сопротивлений рельсов и системы почва-подземные сооружения.

Для ограничения натекания блуждающих токов на подземные теплопроводы могут быть использованы разные методы или их комбинации, в том числе:

- 1) Создание высокого электрического сопротивления между металлическим трубопроводом и окружающей средой на всем его протяжении (выполнение теплоизоляционной конструкции из материала с высоким электрическим сопротивлением или наложение на наружную поверхность трубопровода покровного слоя, имеющего высокое электросопротивление);

- 2) Увеличение переходного электрического сопротивления на границе рельсы- грунт (укладка рельсовых путей на основание из битумизированного гравия, имеющего повышенное электросопротивление);

- 3) Повышение электрического сопротивления грунта вокруг теплопровода;

- 4) Повышение продольного электрического сопротивления теплопровода путем его электрического секционирования (установка электроизолирующих

прокладок между фланцами и электроизолирующих футляров на болтах в местах соединения отдельных секций трубопроводов);

5) увеличение продольной электропроводности рельсового пути посредством установки электропроводящих перемычек между отдельными звеньями рельсов в местах их стыковки.

Возможны также чисто электрические методы защиты, например создание вокруг теплопровода контртока, равного по значению, но направленного против блуждающих токов. Наиболее распространенными конструкциями теплопроводов являются подземные.

Все конструкции подземных теплопроводов можно разделить на две группы: канальные и бесканальные. В канальных теплопроводах изоляционная конструкция разгружена от внешних нагрузок грунта стенками канала.

В бесканальных теплопроводах изоляционная конструкция испытывает нагрузку грунта.

Каналы сооружаются проходными и непроходными.

В настоящее время большинство каналов для теплопроводов сооружается из сборных железобетонных элементов, заранее изготовленных на заводах или специальных полигонах.

Из всех подземных теплопроводов наиболее надежными, зато и наиболее дорогими по начальным затратам являются теплопроводы в проходных каналах.

5.4 Канальные теплопроводы.

Теплопроводы в проходных каналах.

Основное преимущество проходных каналов — постоянный доступ к трубопроводам. Проходные каналы позволяют заменять и добавлять трубопроводы, проводить ревизию, ремонт и ликвидацию аварий на трубопроводах без разрушения дорожных покрытий и разрытия мостовых.

Проходные каналы применяются обычно на выводах от теплоэлектроцентралей и на основных магистралях промплощадок крупных предприятий.

Требования к изоляционной конструкции теплопровода в проходных и полупроходных каналах выполняются сравнительно простыми средствами — посредством защиты с помощью покровного слоя из гидрофобного рулонного материала, например полиэтилена или бризола; теплоизоляционной оболочки на трубопроводе от капельной влаги, могущей образоваться на перекрытии и стенках канала и, кроме того, установкой на подвижных и неподвижных опорах прокладок из материалов, обладающих диэлектрическими свойствами, например паронита для электрической изоляции металлического трубопровода от несущей конструкции канала и окружающего грунта.

В тех случаях, когда количество параллельно прокладываемых трубопроводов невелико (два-четыре), но постоянный доступ к ним необходим, например при пересечении автомагистралей с усовершенствованными покрытиями, теплопроводы сооружаются в полупроходных каналах (рис. 5.2).

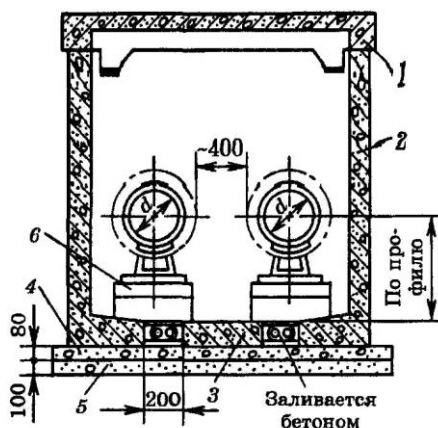


Рис. 5.2. Сборный полупроходной канал из железобетонных блоков.

1 – ребристый блок перекрытия, 2 – стеновой блок, 3 – блок днища, 4 – бетонная подготовка, 5 – щебенчатая подготовка, 6 – опорные плиты.

Теплопроводы в непроходных каналах.

Каналы собираются из унифицированных железобетонных элементов разных размеров (рис. 5.3). Для надежной и долговечной работы теплопровода

необходима защита канала от поступления в него грунтовых или поверхностных вод. Как правило, нижнее основание канала должно быть выше максимального уровня грунтовых вод.

Для защиты от поверхностных вод наружная поверхность канала (стены и перекрытия) покрывается оклеенной гидроизоляцией из битумных материалов.

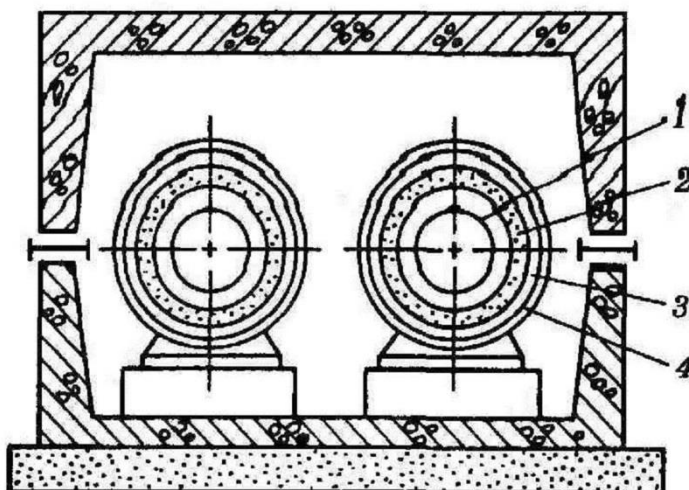


Рис. 5.3. Теплопровод в непроходном канале с воздушным зазором.

1 – трубопровод, 2 – антикоррозионное покрытие, 3 – теплоизоляционный слой, 4 – защитное механическое покрытие.

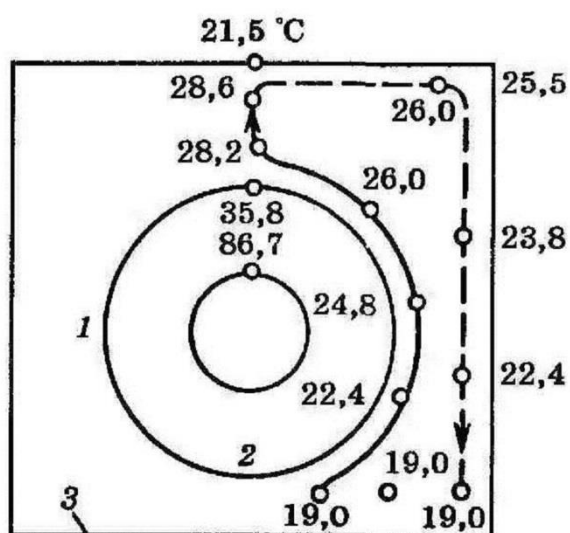


Рис.5.4. Изменение температуры воздуха по поперечному сечению канала

1 – воздушный зазор, 2 – изоляционный слой, 3 – внутренняя поверхность канала

При прокладке теплопроводов ниже максимального уровня грунтовых вод сооружаются попутные дренажи, снижающие местный уровень грунтовых вод по трассе теплопровода ниже его основания.

Основное преимущество теплопровода с воздушным зазором по сравнению с бесканальным заключается в создании благоприятных условий для высыхания тепловой изоляции, а сухая тепловая изоляция, как было сказано выше, уменьшает не только тепловые потери, но и опасность химической и электро-химической наружной коррозии подземного теплопровода.

На рис. 5.4. показано изменение температуры воздуха в непроходном канале теплопровода с воздушным зазором.

Воздух по сечению канала имеет неодинаковую температуру, которая растет в направлении от поверхности изоляционной оболочки к перекрытию канала (на рис. 5.4 показано сплошной линией) и снижается в направлении, указанном пунктирной линией, т.е. у верхнего перекрытия и вдоль наружной стенки канала от перекрытия к днищу.

В процессе охлаждения воздуха у верхнего перекрытия поверхности наружной стенки из него выпадает влага, которая в виде капель стекает со стен канала на его дно. Для защиты изоляционной конструкции теплопровода от капельной влаги, выпадающей на перекрытии, рекомендуется устанавливать поверхность верхнего перекрытия с поперечным наклоном к горизонту. Угол наклона для железобетонных перекрытий может быть принят равным 4—8°.

В каналах с воздушным зазором изоляционный слой может выполняться в виде подвесной или монолитной конструкции. На рис. 9.3 показан пример выполнения подвесной изоляционной конструкции. Она состоит из трех

основных элементов:

а) антикоррозийного защитного слоя 2 в виде наложенных в заводских условиях на стальной трубопровод 1 нескольких слоев эмали или изола, имеющих достаточную механическую прочность и обладающих высоким электросопротивлением и необходимой температуростойкостью;

б) теплоизоляционного слоя 3, выполненного из материала с низким коэффициентом теплопроводности, например минеральной ваты или пеностекла, в виде мягких матов или твердых блоков, укладываемых поверх защитного антикоррозионного слоя;

в) защитного механического покрытия 4 в виде металлической сетки, выполняющей роль несущей конструкции для теплоизоляционного слоя.

Для увеличения долговечности теплопровода несущая конструкция подвесной изоляции (вязальная проволока или металлическая сетка) покрывается сверху оболочкой из некорродирующих материалов или асбоцементной штукатуркой.

5.5 Бесканальные теплопроводы.

Бесканальные теплопроводы находят оправданное применение в том случае, когда они по надежности и долговечности не уступают теплопроводам в непроходных каналах и даже превосходят их, являясь более экономичными по сравнению с последними по начальной стоимости и трудозатратам на сооружение и эксплуатацию. Все конструкции бесканальных теплопроводов можно разделить на три группы: в монолитных оболочках, засыпные, литые.

Требования к изоляционным конструкциям бесканальных теплопроводов такие же, как и к изоляционной конструкции теплопроводов в каналах, а именно высокое и устойчивое в эксплуатационных условиях тепло-, влаго-, воздухо- и электросопротивление.

Теплопроводы в монолитных оболочках.

Применение бесканальных теплопроводов в монолитных оболочках — один из основных путей индустриализации строительства тепловых сетей. В этих теплопроводах на стальной трубопровод наложена в заводских условиях оболочка, совмещающая тепло- и гидроизоляционные конструкции. Звенья

таких элементов теплопровода длиной до 12 м доставляются с завода на место строительства, где выполняется их укладка в подготовленную траншею, стыковая сварка отдельных Звеньев между собой и накладка изоляционных слоев на стыковое соединение. Принципиально теплопроводы с монолитной изоляцией могут применяться не только бесканально, но и в каналах.

Современные требования к надежности и долговечности достаточно полно удовлетворяют теплопроводы с монолитной теплоизоляцией из ячеистого полимерного материала типа пенополиуретана с замкнутыми порами и интегральной структурой, выполненной методом формования на стальной трубе в полиэтиленовой оболочке (типа «труба в трубе»).

Применение полимерного материала позволяет создавать изоляционную конструкцию с заранее заданными свойствами.

Особенность интегральной структуры теплогидроизоляционной конструкции заключается в том, что отдельные слои материала распределены по плотности в соответствии с их функциональным назначением. Периферийные слои изоляционного материала, прилегающие к наружной поверхности стальной трубы и к внутренней поверхности полиэтиленовой оболочки, имеют более высокую плотность и прочность, а средний слой, выполняющий основные теплоизоляционные функции, имеет меньшую плотность, но зато и более низкую теплопроводность.

Благодаря хорошей адгезии периферийных слоев изоляции к поверхности контакта, т.е. к наружной поверхности стальной трубы и внутренней поверхности полиэтиленовой оболочки, существенно повышается долговременная прочность изоляционной конструкции, так как при тепловой деформации стальной трубопровод перемещается в грунте совместно с изоляционной конструкцией и не возникает торцевых зазоров между трубой и изоляцией, через которые влага может проникнуть к поверхности стальной трубы.

Благодаря высокому тепло- и электросопротивлению и низким воздухопроницаемости и влагопоглощению наружной полиэтиленовой оболочки, создающей дополнительную гидроизоляционную защиту, теплогидроизоляционная конструкция защищает теплопровод не только от тепловых потерь, но, что не менее важно, и от наружной коррозии. Поэтому при применении этой конструкции изоляции отпадает необходимость в специальной антикоррозийной защите поверхности стального трубопровода.

К ним, в частности, относятся: а) полимербетонная изоляция, выполняемая методом формования из полимерных материалов с неорганическими наполнителями, в которой гидроизоляционной оболочкой служит плотный полимербетон; б) изоляция, накладываемая на стальную трубу методом напыления, предназначенная в основном для трубопроводов диаметром более 500 мм.

[illegible]

Рис. 5.5. Общий вид двухтрубного бесканального теплопровода в монолитных оболочках.

1 - подающий теплопровод; 2 – обратный теплопровод; 3 - гравийный фильтр; 4 - песчаный фильтр;
5 - дренажная труба; 6 - бетонное основание (при слабых грунтах)

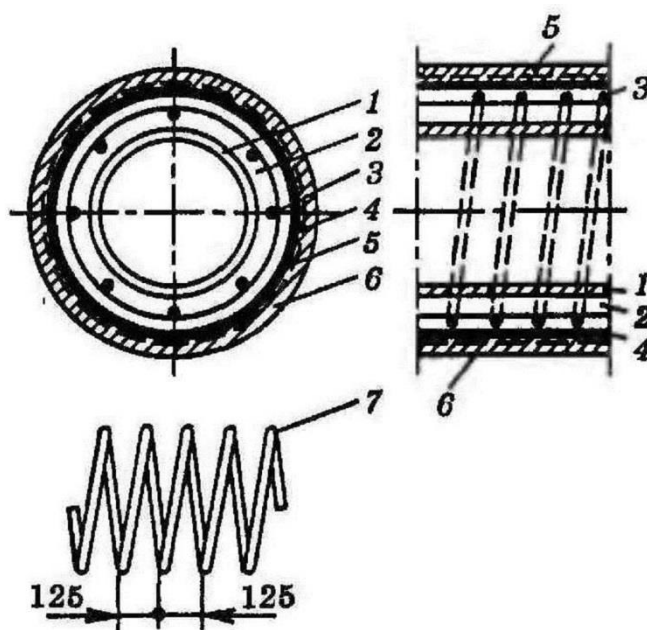


Рис. 5.6. Конструкция монолитной армопенобетонной изоляционной оболочки

1 - труба; 2 - автоклавный пенобетон; 3 - арматура; 4 - гидрозащитное трех-слойное покрытие из битумнорезиновой мастики; 5 - стальная тканая сетка; 6 - слой асбоцементной штукатурки; 7 - деталь спирали

Широкое применение в Санкт-Петербурге и некоторых других городах в 1960 - 1970 годах нашла конструкция бесканального теплопровода в армопенобетонной изоляции, предложенная А.Н. Крашенинниковым и П.А. Лазаревым.

На рис. 6 приведена конструкция монолитной армопенобетонной изоляционной оболочки. Особенности армопенобетона как изоляционного материала:

- высокая щелочность ($\text{pH} > 8,5$), что определяет его нейтральность по отношению к стали;
- способность образовывать подсушенный слой около горячей трубы даже при относительно высокой средней влажности изоляции;
- высокое электросопротивление.

В монолитной армопенобетонной изоляции создается хорошая адгезия (сцепление) изоляционной оболочки к поверхности стального трубопровода. Так как коэффициенты линейного удлинения стали и пенобетона близки по значению, то адгезия не нарушается при изменении температуры теплоносителя в теплопроводе. Благодаря этому исключается появление зазора между трубой и оболочкой в процессе работы теплопровода и связанная с этим возможность коррозии наружной поверхности трубы из-за проникновения в зазор влаги и воздуха. Поскольку при тепловой деформации стальной трубопровод перемещается совместно с пенобетонной оболочкой, находящейся в массиве грунта, то возникающие при этом осевые усилия в теплопроводе существенно выше, чем при прокладке теплопроводов в каналах.

Другая модификация промышленных конструкций бесканальных теплопроводов в монолитных оболочках, имеющих адгезию к поверхности трубы, — теплопроводы с оболочками из фенольного поропласта марки ФЛ. Слой изоляции накладывается на трубопроводы из предварительно подготовленной композиции способом литья в форму. После отверждения слоя изоляции на ее поверхность укладывается влаго- и воздухозащитное покрытие из полиэтилена, армированного стеклотканью.

В сухом состоянии, а также при низкой влажности фенольный поропласт является высокоэффективным теплоизоляционным материалом [при $\rho = 100$ кг/м³ и относительной объемной влажности 30 %, $\lambda = 0,05$ Вт/(м · К)]. Основным недостатком поропласта марки ФЛ как изоляционного материала — его гидрофильность, т.е. способность поглощать влагу.

Наряду с конструкциями бесканальных теплопроводов с монолитными оболочками, имеющими адгезию к поверхности стальных трубопроводов, сооружаются также теплопроводы с монолитными оболочками без адгезии к поверхности трубопроводов. При тепловой деформации таких теплопроводов стальной трубопровод перемещается внутри изоляционной оболочки. Это обстоятельство при длительной работе теплопровода может привести к

образованию зазора между трубой и изоляционной оболочкой, а при поступлении через зазор влаги и воздуха - к развитию коррозионных процессов на наружной поверхности трубы. Поэтому в конструкциях бесканальных теплопроводов в монолитных оболочках без адгезии к стальному трубопроводу необходимо наружную поверхность стальных труб защищать от коррозии, например путем эмалирования, алюминирования и применения других материалов с высокими антикоррозионными и диэлектрическими свойствами.

Одним из типов промышленных бесканальных теплопроводов в монолитных оболочках без адгезии к наружной поверхности трубы (при диаметрах трубопроводов 400 мм и менее) является теплопровод в битумоперлитной изоляции (рис. 5.7).

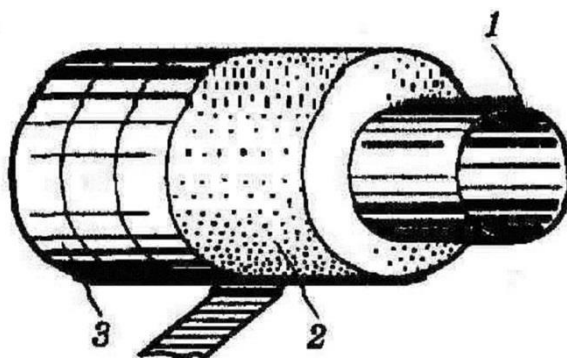


Рис. 5.7. Монолитная битумоперлитная изоляция

1 - трубопровод; 2 - битумоперлит по анти-коррозионному покрытию; 3 - брыззол в два слоя.

Битумоперлит, битумокерамзит и другие аналогичные изоляционные материалы на битумном вяжущем обладают существенными технологическими преимуществами, позволяющими сравнительно просто индустриализировать изготовление монолитных оболочек на трубопроводах. Но наряду с этим указанная технология изготовления оболочек нуждается в улучшении для обеспечения равномерной плотности и гомогенности битумоперлитной массы как по периметру трубы, так и по ее длине.

Кроме того, битумоперлитная изоляция, как и многие другие материалы на битумном вяжущем, при длительном прогреве при температуре 150 °С теряет водостойкость из-за потери легких фракций, что приводит к снижению

антикоррозионной стойкости этих теплопроводов. Для повышения антикоррозионной стойкости битумоперлита в процессе изготовления горячей формовочной массы вводят полимерные добавки в портландцемент, что повышает температуростойкость, влагостойкость, прочность и долговечность конструкции.

Теплопроводы в засыпных порошках.

Эти теплопроводы находят применение главным образом при трубопроводах малого диаметра — до 300 мм. Преимущество бесканальных теплопроводов в засыпных порошках по сравнению с теплопроводами с монолитными оболочками заключается в простоте изготовления изоляционного слоя. Для сооружения таких теплопроводов не требуется наличия в районе строительства тепловых сетей завода, на который должны предварительно поступать стальные трубы для наложения монолитной изоляционной оболочки. Изоляционный засыпной порошок в соответствующей упаковке, например в полиэтиленовых мешках, легко транспортируется на большие расстояния железнодорожным или автотранспортом.

Одной из конструкций такого типа, разработанной в нашей стране Всесоюзным теплотехническим институтом, является бесканальный теплопровод в засыпных самоспекающихся асфальтитах. Основным компонентом для изготовления самоспекающегося порошка — природный битум-асфальтит или искусственный битум-продукт заводов нефтепереработки.

Применяют также бесканальные теплопроводы с засыпной изоляцией из гидро-фобизированного порошкообразного мела.

Литые конструкции бесканальных теплопроводов.

Из литых конструкций бесканальных теплопроводов некоторое применение получили теплопроводы в пенобетонном массиве.

В качестве материала для сооружения таких теплопроводов может быть использован перлитобетон. Смонтированные в траншее стальные трубопроводы заливаются жидкой композицией, приготовленной непосредственно на трассе или доставленной в контейнере с производственной базы. После схватывания пенобетонный или перлитобетонный массив засыпается грунтом. Как известно, в двухтрубных тепловых сетях температурные режимы, а следовательно, и температурные деформации подающего и обратного трубопроводов неодинаковы. В этих условиях адгезия пенобетона или перлитобетона к наружной поверхности стальных трубопроводов недопустима.

Для защиты наружной поверхности стальных трубопроводов от адгезии с изоляционным массивом они покрываются снаружи слоем антикоррозионного мастичного материала, например асфальтовой мастикой, до заливки жидким пено-цементным раствором.

Конструкция имеет низкое влаго- и воздухопротивление. Для повышения ее антикоррозионной стойкости необходимо надежно защитить от коррозии наружную поверхность стальных трубопроводов, например, путем предварительного эмалирования или наложения на нее другого защитного слоя.

Ограничение максимального диаметра бесканальных теплопроводов.

Территория, прилегающая к трассе бесканального теплопровода, более уязвима для размыва и образования опасных каверн при нарушении плотности стального трубопровода по сравнению с трубопроводом в канале. Поэтому в зависимости от надежности применяемых конструкций ограничивают максимальный диаметр бесканальных теплопроводов.

При изготовлении изоляционных конструкций из битумных материалов с различными наполнителями (битумоперлит, битумокерамзит, битумовермикулит и др.), а также при применении засыпных и литых конструкций максимальный диаметр бесканальных теплопроводов в соответствии со СНиП ограничивают 400 мм.

Максимальный диаметр бесканальных теплопроводов в монолитных изоляционных оболочках из армопенобетона, а также в монолитных оболочках из феиольного поропласта с наружной гидрозащитой из полиэтилена ограничен обычно 800 мм.

На основе опыта эксплуатации отечественных конструкций бесканальных теплопроводов в монолитных изоляционных оболочках из ячеистых полимерных материалов с замкнутыми порами типа полиуретана в дальнейшем будет проверена возможность снятия ограничения по максимальному диаметру для этих теплопроводов.

5.6 Защита подземных теплопроводов от затопления и увлажнения.

Одним из основных условий долговечности подземных теплопроводов считается защита их от затопления грунтовыми или верховыми водами. Затопление приводит к порче изоляции и наружной коррозии трубопроводов. Единственное надежное решение при прокладке теплопроводов ниже уровня грунтовых вод заключается в понижении этого уровня с помощью продольного дренажа. Конструкция самого теплопровода остается в этом случае такой же, как и для сухих грунтов.

Основное требование к дренажу грунтовых вод в зоне прокладки теплопровода состоит в том, чтобы кривая депрессии, т.е. уровень грунтовых вод при работе дренажа, была ниже днища канала (при прокладке в канале) или нижней отметки изоляционной конструкции теплопровода при бесканальной прокладке. Для защиты теплопровода от поверхностных вод в первую очередь необходима планировка поверхности земли над теплопроводом. Отметка поверхности земли над теплопроводом должна несколько превышать отметку

окружающего грунта. Весьма желательно устройство над теплопроводом уличной одежды в виде асфальтового покрытия.

Состояние изоляции подземных теплопроводов зависит от режима их работы. Когда теплопровод непрерывно работает, тепловая изоляция, как правило, находится в сухом состоянии. При выведении теплопровода из работы по мере понижения температуры происходит перемещение влаги с поверхности изоляции к поверхности трубы.

Опыт показывает, что теплопроводы, работающие круглогодично, находятся в лучшем состоянии, чем работающие сезонно или периодически.

5.7 Основные требования к теплоизоляционным материалам.

Важное значение в устройстве теплопровода имеет тепловая изоляция. От качества изоляционной конструкции теплопровода зависят не только тепловые потери, но, что не менее важно, его долговечность. При соответствующем качестве материалов и технологии изготовления тепловая изоляция может одновременно выполнять роль антикоррозионной защиты наружной поверхности стального трубопровода. К таким материалам, в частности, относятся полиуретан и производные на его основе — полимербетон и бион.

Основные требования к теплоизоляционным конструкциям заключаются в следующем:

- 1) низкая теплопроводность как в сухом состоянии, так и в состоянии естественной влажности;
- 2) малое водопоглощение и небольшая высота капиллярного подъема жидкой влаги;
- 3) малая коррозионная активность;

- 4) высокое электрическое сопротивление;
- 5) щелочная реакция среды ($\text{pH} > 8,5$);
- 6) достаточная механическая прочность.

Требования к теплоизоляционным материалам и конструкциям подземных теплопроводов существенно отличаются от требований к теплоизоляционным материалам для теплопроводов, расположенных в помещениях электростанций, котельных или производственных цехов.

Так, основными требованиями для теплоизоляционных материалов паропроводов электростанций и котельных являются низкая теплопроводность и высокая температу-ростойкость. Такие материалы обычно характеризуются большим содержанием воздушных пор и малой объемной плотностью.

Последнее качество этих материалов предопределяет их повышенные гигроскопичность и водопоглощение.

Одно из основных требований к теплоизоляционным материалам для подземных теплопроводов заключается в малом водопоглощении. Поэтому высокоэффективные теплоизоляционные материалы с большим содержанием воздушных пор, легко впитывающие влагу из окружающего грунта, как правило, непригодны для подземных теплопроводов.

Выбор теплоизоляционной конструкции и ее размеров зависит от типа теплопровода и располагаемых исходных материалов и выполняется на основе технико-экономических расчетов. При современных масштабах теплофикации и централизованного теплоснабжения проблема тепловой изоляции тепловых сетей имеет большое народнохозяйственное значение.

Ежегодные тепловые потери действующих в настоящее время систем теплофикации и централизованного теплоснабжения могут быть оценены в 800 млн ГДж/год, т.е. в 8 % количества передаваемой теплоты.

Даже с учетом эффекта комбинированной выработки тепловой и электрической энергии расход топлива на покрытие теплопотерь составляет 18 млн т топлива в год в условном исчислении. При снижении теплопотерь вдвое,

что вполне достижимо при современных теплоизоляционных конструкциях, можно получить экономию около 9 млн т топлива в год в пересчете на условное.

Кроме снижения теплотерь тепловая изоляция облегчает обслуживание оборудования теплопроводов вследствие понижения температуры воздуха в подземных камерах и проходных каналах, а также устраняет опасность ожогов обслуживающего персонала. Одновременно со снижением тепловых потерь уменьшается падение температуры теплоносителя вдоль теплопровода, что повышает качество и экономичность теплоснабжения.

Очень важно сохранение теплоизоляционного материала в сухом состоянии. При увлажнении возрастает теплопроводность (рис. 5.8).

В сухом состоянии минеральная вата ($\rho = 350 \text{ кг/м}^3$) имеет теплопроводность $\lambda = 0,045 \text{ Вт/(м К)}$; при объемной влажности $w = 20 \%$ теплопроводность $\lambda = 0,14 \text{ Вт/(м К)}$, т.е. в 3 раза больше.

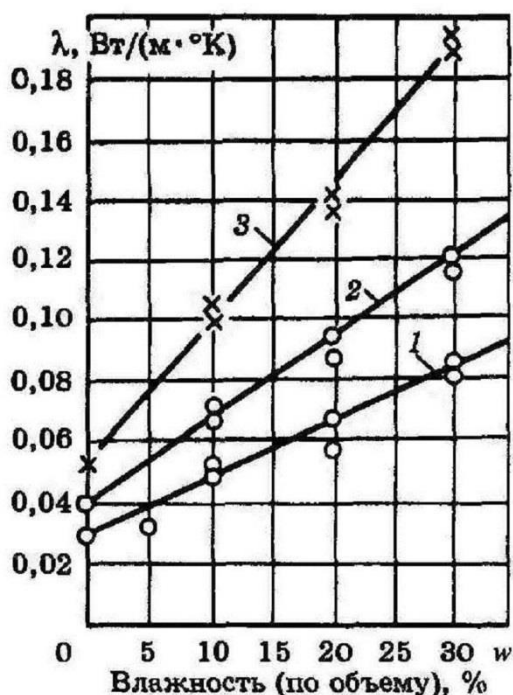


Рис. 5.8. Зависимость теплопроводности минеральной ваты от объемной влажности и плотности при $t = 20^\circ\text{C}$

1 — $\rho_{\text{сух}} = 120 \text{ кг/м}^3$; 2 — $\rho_{\text{сух}} = 200 \text{ кг/м}^3$; 3 — $\rho_{\text{сух}} = 350 \text{ кг/м}^3$.

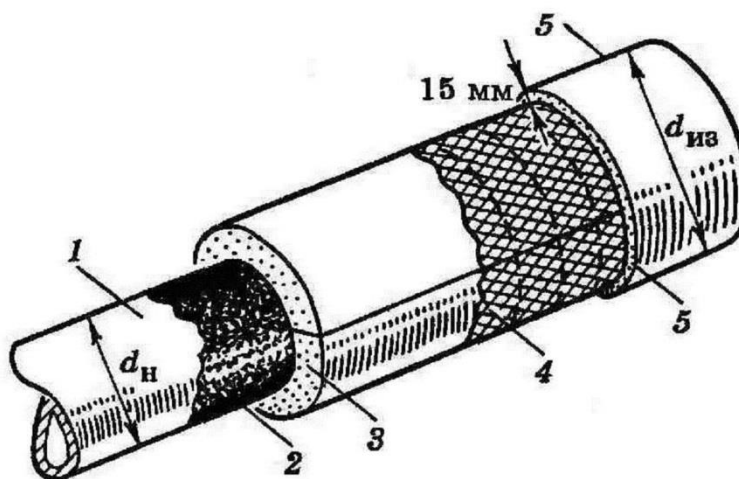


Рис. 5.9. Подвесная теплоизоляционная конструкция

1 - труба; 2 - антикоррозионное покрытие; 3 - мат из минеральной ваты; 4 - стальная сетка; 5 - асбоцементная штукатурка

При одной и той же влажности теплопроводность изоляционного материала обычно не совпадает с теплопроводностью изоляционной конструкции, выполненной из того же материала. Уплотнение изоляционного материала и применение различного рода добавок при изготовлении конструкции в большинстве случаев приводят к увеличению теплопроводности изоляционного слоя.

При сооружении теплопроводов в каналах в качестве тепловой изоляции часто применяются изделия из минеральной ваты, защищенные битуминировкой от увлажнения (рис. 5.9.). На наружную поверхность стальной трубы накладывается антикоррозионное покрытие (эмаль, изол и др.). На антикоррозионное покрытие укладываются скорлупы из минеральной ваты, армированные стальной сеткой. Сверху скорлуп укладываются полуклindrical асбоцементные футляры, закрепляемые на теплопроводе стальной сеткой, покрываемой сверху асбоцементной штукатуркой.

5.8 Расчет толщины тепловой изоляции

В конструкциях теплоизоляции оборудования и трубопроводов с температурой содержащихся в них веществ в диапазоне от 20°C до 300°C для

всех способов прокладки, кроме бесканальной, следует применять теплоизоляционные материалы и изделия с плотностью не более 200 кг/м^3 и коэффициентом теплопроводности в сухом состоянии не более $0,06 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$.

Для теплоизоляционного слоя трубопроводов при бесканальной прокладке следует применять материалы с плотностью не более 400 кг/м^3 и коэффициентом теплопроводности не более $0,07 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$.

При бесканальной прокладке тепловых сетей следует преимущественно применять предварительно изолированные в заводских условиях трубы с изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке или армопенобетона с учетом допустимой температуры применения материалов и температурного графика работы тепловых сетей. Трубопроводы с изоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке должны быть снабжены системой дистанционного контроля влажности изоляции.

Расчет толщины тепловой изоляции трубопроводов δ_k по нормированной плотности теплового потока выполняют по формуле

$$\delta_k = \frac{d \cdot (B - 1)}{2}$$

где d - наружный диаметр трубопровода, м;

B - отношение наружного диаметра изоляционного слоя d_i к диаметру трубопровода d . ($B = \frac{d_i}{d}$);

Величину B определяют по формуле:

$$B = e^{2 \cdot \pi \cdot \lambda_k \cdot R_k}$$

где e - основание натурального логарифма;

λ_k - коэффициент теплопроводности теплоизоляционного слоя, $\text{Вт/(м} \cdot ^\circ\text{С)}$;

R_k - термическое сопротивление слоя изоляции, $\text{м} \cdot ^\circ\text{С/Вт}$, величину которого определяют из следующего выражения

$$R_k = R_{\text{tot}} - \sum R_i$$

где R_{tot} - суммарное термическое сопротивление слоя изоляции и других дополнительных термических сопротивлений на пути теплового потока определяемое по формуле:

$$R_{\text{tot}} = \frac{(t_w - t_e)}{q_e \cdot k_1}$$

где q_e - нормированная линейная плотность теплового потока, Вт/м;

t_w - средняя за период эксплуатации температура теплоносителя;

k_1 - коэффициент;

t_e - среднегодовая температура окружающей среды;

При подземной прокладке t_e - среднегодовая температура грунта, которая для большинства городов находится в пределах от $+1^{\circ}\text{C}$ до $+5^{\circ}\text{C}$.

При прокладке в тоннелях, в помещениях, в неотапливаемых техподпольях, при надземной прокладке на открытом воздухе t_e - средняя за период эксплуатации температура окружающего воздуха, которая принимается:

при прокладке в тоннелях $t_e = 40^{\circ}\text{C}$; при прокладке в помещениях $t_e = 20^{\circ}\text{C}$;

в неотапливаемых техподпольях $t_e = 5^{\circ}\text{C}$; при надземной прокладке на открытом воздухе - средняя за период эксплуатации температура окружающего воздуха;

Виды дополнительных термических сопротивлений $\sum R_i$ зависят от способа прокладки тепловых сетей.

При надземной прокладке, а также прокладке в тоннелях и техподпольях

$$\sum R_i = R_{\text{nc}}$$

При подземной канальной прокладке

$$\sum R_i = R_{\text{nc}} + (1 + \psi) \cdot (R_{\text{nc}} + R_{\text{к}} + R_{\text{гр}})$$

При подземной бесканальной прокладке

$$\sum R_i = R_{\text{гр}} + R_o \cdot \psi$$

где $R_{\text{ис}}$ - термическое сопротивление поверхности изоляционного слоя, $\text{м} \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт}$, определяемое по формуле

$$R_{\text{ис}} = \frac{1}{\alpha_e \cdot \pi \cdot (d + 0,1)}$$

где α_e - коэффициент теплоотдачи с поверхности тепловой изоляции в окружающий воздух, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ который принимается:

при прокладке в каналах $\alpha_e = 8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$;

при прокладке в техподпольях, закрытых помещениях и на открытом воздухе по табл. 5.1;

d - наружный диаметр трубопровода, м

Таблица 5.1 Значения коэффициента теплоотдачи α , $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$

Изолированный объект	В закрытом помещении		На открытом воздухе при скорости ветра ³ , м/с		
	Покрытия с малым коэффициентом излучения ¹	Покрытия с высоким коэффициентом излучения ²			
			5	10	15
Горизонтальные трубопроводы	7	10	20	26	35
¹ К ним относятся кожухи из оцинкованной стали, листов алюминиевых сплавов и алюминия с оксидной пленкой. ² К ним относятся штукатурки, асбестоцементные покрытия, стеклопластики, различные окраски (кроме краски с алюминиевой пудрой). ³ При отсутствии сведений о скорости ветра принимают значения, соответствующие скорости 10 м/с.					

$R_{\text{ис}}$ - термическое сопротивление поверхности канала, определяемое по формуле

$$R_{\text{пк}} = \frac{1}{\alpha_e \cdot \pi \cdot d_{\text{вэ}}}$$

где α_e - коэффициент теплоотдачи от воздуха к внутренней поверхности канала; $\alpha_e = 8 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$;

$d_{\text{вэ}}$ - внутренний эквивалентный диаметр канала, м, определяемый по формуле

$$d_{\text{вэ}} = \frac{4 \cdot F}{P}$$

Где F - внутреннее сечение канала, м^2 ;

P - периметр сторон по внутренним размерам, м;

$R_{\text{к}}$ - термическое сопротивление стенки канала определяемое по формуле

$$R_{\text{к}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{ст}}} \cdot \ln \frac{d_{\text{нэ}}}{d_{\text{вэ}}}$$

где $\lambda_{\text{ст}}$ - теплопроводность стенки канала; для железобетона

$\lambda_{\text{ст}} = 2,04 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$;

$d_{\text{нэ}}$ - наружный эквивалентный диаметр канала, определяемый по наружным размерам канала, м;

$R_{\text{гр}}$ - термическое сопротивление грунта определяемое по формуле

$$R_{\text{гр}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{гр}}} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot h}{d_{\text{нэ}}} + \sqrt{\frac{4 \cdot h^2}{d_{\text{нэ}}^2} - 1} \right)$$

где $\lambda_{\text{гр}}$ - теплопроводность грунта, зависящая от его структуры и влажности. При отсутствии данных его значение можно принимать для влажных грунтов $\lambda_{\text{гр}} = 2-2.5 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$, для сухих грунтов

$\lambda_{\text{гр}} = 1,0-1,5 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$;

h - глубина заложения оси теплопровода от поверхности земли, м;

R_0 - добавочное термическое сопротивление, учитывающее взаимное влияние труб при бесканальной прокладке, величину которого определяют по формулам:

- для подающего трубопровода

$$R_{01} = \psi_1 \cdot \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{тр}}} \cdot \ln \sqrt{\frac{4 \cdot h^2}{b^2} + 1}$$

- для обратного трубопровода

$$R_{02} = \psi_2 \cdot \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{\text{тр}}} \cdot \ln \sqrt{\frac{4 \cdot h^2}{b^2} + 1}$$

где h - глубина заложения осей трубопроводов, м;

b - расстояние между осями трубопроводов, м, принимаемое в зависимости от их диаметров условного прохода по табл. 5.2

Таблица 5.2 Расстояние между осями трубопроводов.

d_y , мм	50-80	100	125-150	200	250	300	350	400	450	500	600	700
b , мм	350	400	500	550	600	650	700	800	900	1000	1300	1400

ψ_1, ψ_2 - коэффициенты, учитывающие взаимное влияние температурных полей соседних теплопроводов, определяемые по формулам:

$$\psi_1 = \frac{q_{e1}}{q_{e2}}$$

$$\psi_2 = \frac{q_{e2}}{q_{e1}}$$

где q_{e1}, q_{e2} - нормированные линейные плотности тепловых потоков соответственно для подающего и обратного трубопроводов, Вт/м.

Расчетную толщину теплоизоляционного слоя в конструкциях тепловой изоляции на основе волокнистых материалов и изделий (матов, плит, холстов) следует округлять до значений, кратных 10 мм.

В конструкциях на основе минераловатных цилиндров, жестких ячеистых материалов, материалов из вспененного синтетического каучука, пенополиэтилена и пенопластов следует принимать ближайшую к расчетной

толщину изделий по нормативным документам на соответствующие материалы.

Допускается принимать ближайшую более низкую толщину теплоизоляционного слоя в случаях расчета по температуре на поверхности изоляции и нормам плотности теплового потока, если разница между расчетной и номенклатурной толщиной не превышает 3 мм.

Предельная толщина теплоизоляционного слоя в конструкциях тепловой изоляции оборудования и трубопроводов приведена в таблице 5.3.

Таблица 5.3 Предельные толщины теплоизоляционных конструкций для оборудования и трубопроводов.

Наружный диаметр, мм	Способ прокладки трубопровода		
	Надземный	В тоннеле	В непроходном канале
	Предельная толщина теплоизоляционного слоя, мм, при температуре, °С		
	20 и более	20 и более	до 150 вкл.
32	140	100	80
45	140	100	80
57	150	120	90
76	160	140	90
89	170	160	100
108	180	160	100
133	200	160	100
159	220	160	120
219	230	180	120
273	230	180	120
325	240	200	120
377	240	200	120
426	250	220	140
476	250	220	140

Наружный диаметр, мм	Способ прокладки трубопровода		
	Наземный	В тоннеле	В непроходном канале
	Предельная толщина теплоизоляционного слоя, мм, при температуре, °С		
	20 и более	20 и более	до 150 вкл.
530	260	220	140
630	280	240	140
720	280	240	140
820	300	240	140
920	300	260	140
1020 и более	320	260	140

5.9 Тепловой расчет трубопроводов

В задачу теплового расчета трубопроводов входит:

- 1) расчет толщины изоляции;
- 2) расчет снижения температуры теплоносителя;
- 3) расчет температурного поля вокруг теплопроводов;
- 4) расчет потерь тепла.

Количество тепла, проходящее через цепь последовательно соединенных термических сопротивлений в единицу времени есть

$$q = \frac{\tau - t_0}{R}$$

q – линейная плотность теплового потока; R – термическое сопротивление;
 t – температура теплоносителя; t_0 – температура окружающей среды.

Наземная прокладка (рис.9.10).

$$R = R_{вн} + R_{ст} + R_{из} + R_{нар}.$$

При наземной прокладке влияние соседней трубы не учитывается.

Подземная прокладка.

Подземная бесканальная одностру́бная прокладка

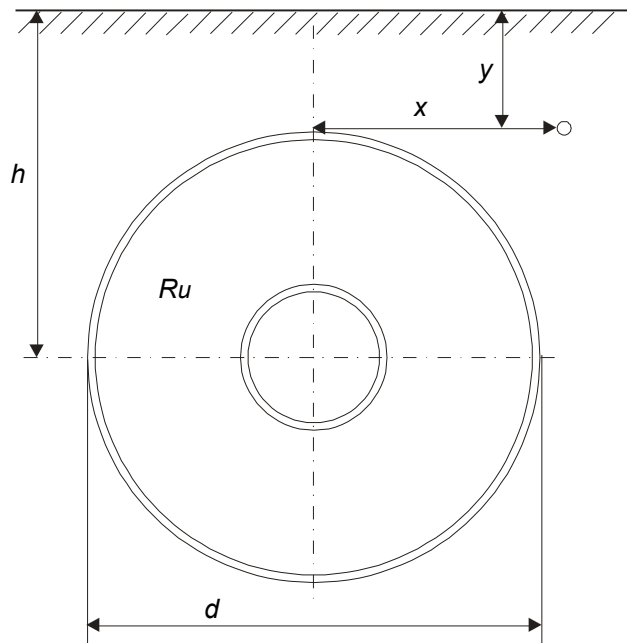


Рис.5.10. Схема одностру́бного бесканального теплопровода

При бесканальной прокладке $R=R_{из} + R_{ep}$. Термическое сопротивление грунта определяется по формуле

$$R_{ep} = \frac{1}{2\pi\lambda_{ep}} \ln \left[2 \frac{h}{d} + \sqrt{\frac{4h^2}{d^2} - 1} \right],$$

$\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта; h – глубина залегания оси трубы; d – диаметр трубы. Если $h/d > 2$, то приближенно

$$R_{ep} = \frac{\ln(4h/d)}{2\pi\lambda_{ep}}. \text{ Подсчет теплотерь проводят не при действительной}$$

глубине залегания трубы, а по приведенной

$h_n = h + h_\phi$, где h_ϕ – толщина фиктивного слоя грунта. $h_\phi = \lambda_{гр}/a$, где a – коэффициент теплоотдачи на поверхности.

Подземная бесканальная двухтру́бная прокладка

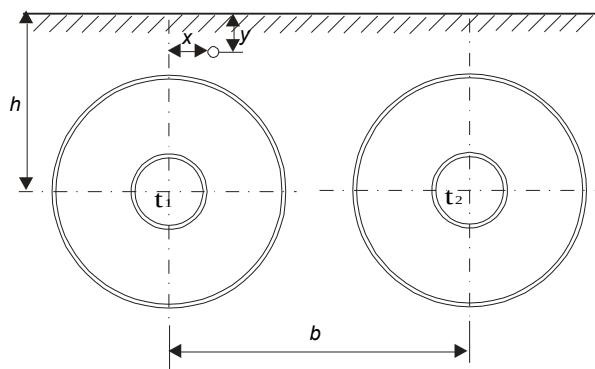


Рис.5.11 Схема двухтрубного бесканального теплопровода

Теплопотери второй трубы

Взаимное влияние соседних труб учитывается условным дополнительным сопротивлением R_0 . В этом случае

$$R_0 = \frac{1}{2\pi\lambda_{\text{зп}}} \ln \sqrt{1 + \left(\frac{2h}{b}\right)^2}.$$

Теплопотери первой трубы

$$q_1 = \frac{(\tau_1 - t_0)R_2 - (\tau_2 - t_0)R_1}{R_1R_2 - R_0^2}$$

$$q_2 = \frac{(\tau_2 - t_0)R_1 - (\tau_1 - t_0)R_2}{R_1R_2 - R_0^2}.$$

Здесь t_0 – естественная температура грунта на глубине оси трубы h .

Температурное поле в грунте вокруг двухтрубного бесканального теплопровода определяется по формуле

$$t = t_0 + \frac{q_1}{2\pi\lambda_{\text{зп}}} \ln \sqrt{\frac{x^2 + (y+h)^2}{x^2 + (y-h)^2}} + \frac{q_2}{2\pi\lambda_{\text{зп}}} \ln \sqrt{\frac{(x-b)^2 + (y+h)^2}{(x-b)^2 + (y-h)^2}}.$$

t – температура любой точки грунта, удаленной на x от вертикальной плоскости, проходящей через ось трубы с более высокой температурой теплоносителя (подающий трубопровод), и на y от поверхности грунта.

Подземная канальная прокладка

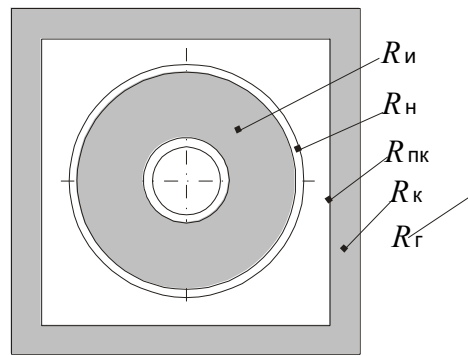


Рис.5.12 Схема канальной прокладки однетрубного теплопровода

При наличии воздушной прослойки между изолированным трубопроводом и стенкой канала термическое сопротивление определяется как

$$R=R_{и} + R_{н} + R_{пк} + R_{к} + R_{г}.$$

Температура воздуха в канале определяется из уравнения теплового баланса

$$t_{к} = \frac{\frac{\tau}{R_{и} + R_{н}} + \frac{t_0}{R_{пк} + R_{к} + R_{г}}}{\frac{1}{R_{и} + R_{н}} + \frac{1}{R_{пк} + R_{к} + R_{г}}}$$

При канальной прокладке многотрубного теплопровода уравнение теплового баланса можно записать в виде

$$\frac{t_{к} - t_0}{R_{пк} + R_{к} + R_{г}} = \sum_{i=1}^N \frac{\tau_i - t_{к}}{R_{и,i} + R_{н,i}}.$$

После определения температуры воздуха в канале рассчитываются потери тепла от каждой трубы.

Тепловые потери трубопровода

Тепловые потери тепловой сети складываются из потерь тепла участков трубопровода без арматуры и фасонных частей – линейных тепловых потерь и теплопотерь фасонных частей, арматуры, опор, фланцев и т.п. – местных потерь тепла.

Линейные потери тепла есть

$$Q_l = ql$$

Потери тепла отводов, колен, гнутых компенсаторов и т.п., периметр поперечного сечения которых близок к периметру трубопровода, рассчитываются по формулам для прямых круглых труб. Тепловые потери фланцев, фасонных частей и арматуры обычно определяются в эквивалентных длинах трубы того же диаметра.

$$Q_m = ql_{экв}.$$

Суммарные потери тепла трубопровода определяются как

$$Q = q(l + l_{экв}) = ql(1 + b),$$

$$b = l_{экв}/l.$$

Для предварительных расчетов можно принять $b = 0.2-0.3$.

Изменение энтальпии теплоносителя вследствие тепловых потерь можно определить из уравнения баланса

$$G(i_n - i_k) = ql(1 + \beta).$$

При транспорте насыщенного пара вследствие падения энтальпии выпадает конденсат. При коротких трубопроводах, когда ожидаемое падение температуры не превышает 3-4 % величины температуры в начале участка, расчет можно проводить в предположении постоянства удельных тепловых потерь. При длинных или слабо изолированных участках трубопровода нужно учитывать изменение удельных тепловых потерь по длине трубы. Уравнение баланса тепла для участка dl трубы

$$\frac{\tau - t_0}{R}(1 + \beta)dl = -Gc_p d\tau.$$

После интегрирования в пределах от t_n до t_k и от 0 до l получим

$$\tau_k = t_0 + \frac{\tau_n - t_0}{\exp\left(\frac{l(1 + \beta)}{R G c_p}\right)}.$$

Данная формула справедлива, строго говоря, для изобарного течения. Снижение температуры при падении давления можно определить по

$\Delta\tau = \frac{\partial}{\partial p} \Delta p$, где $\frac{\partial}{\partial p}$ - дифференциальный дроссель-эффект; Δp – падение

давления пара. Действительная температура пара в конце трубопровода есть $\tau_{к,д} = \tau_k - \Delta\tau$. Можно найти длину паропровода, на которой пар теряет перегрев.

Для точного расчета длины нужно знать закон изменения температуры и давления по длине трубы. Задача решается графически.

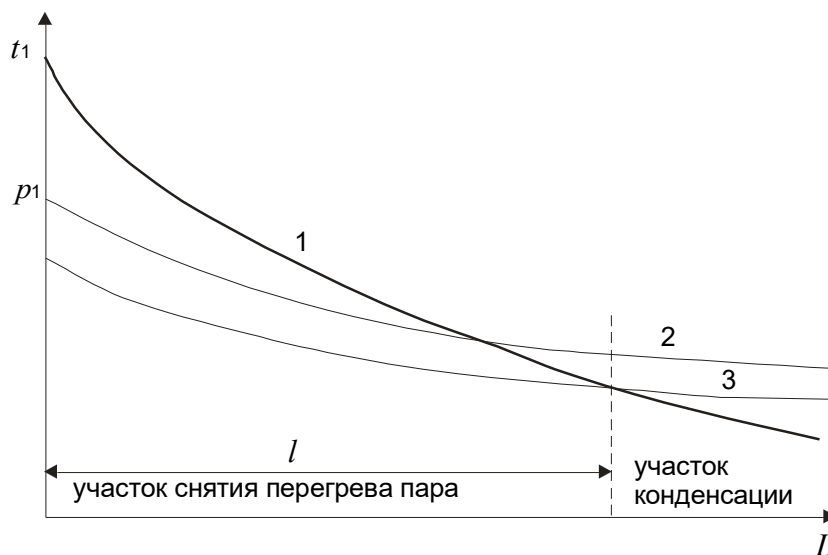


Рис 5.13. Определение точки выпадения конденсата

1 – кривая изменения температуры по длине трубопровода; 2 – кривая изменения давления по длине трубопровода; 3 – кривая температур насыщения по длине трубопровода.

Количество конденсата на участке трубопровода

$$G_k = \frac{ql(1+\beta)}{r}$$

Выбор толщины изоляционного слоя

Материал изоляции выбирается исходя из критической толщины тепловой изоляции, диапазона рабочих температур, технологических и эксплуатационных соображений.

Толщина изоляционного слоя выбирается исходя из технических и технико-экономических соображений.

Технические требования.

1. Необходимо обеспечить заданную температуру теплоносителя в отдельных точках тепловой сети. Обычно это условие предъявляется к паропроводу.

2. Обеспечение нормированных теплопотерь.

3. Непревышение заданной температуры поверхности изоляции.

При прокладке теплопровода в рабочих помещениях температура поверхности изоляции не должна превышать 40-50 °С.

На основании технических требований определяется предельная минимальная толщина изоляции.

Согласно СТО НОСТРОЙ 2.18.116-2013 пункт 5:

5. Общие требования к защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии

5.1 Трубопроводы тепловых сетей подлежат защите от наружной коррозии (далее – коррозии) вне зависимости от способа прокладки, кроме случаев, когда для тепловых сетей применяются:

- трубопроводы, изготовленные из труб из ВЧШГ;
- трубопроводы в пенополимерминеральной теплоизоляции;
- трубопроводы в пенополиуретановой теплоизоляции;
- трубопроводы в трубе-оболочке из полиэтилена высокой плотности, оборудованные системой оперативно-дистанционного контроля;
- трубопроводы с другими видами теплоизоляции высокой заводской готовности с эксплуатационными свойствами (в соответствии с СП 61.13330).

Примечание – К способам прокладки трубопроводов тепловых сетей относятся:

- подземная бесканальная прокладка;
- подземная канальная прокладка;
- прокладка трубопроводов в футлярах;
- надземная прокладка.

5.2 Для защиты трубопроводов от коррозии применяют следующие методы:

- нанесение противокоррозионных покрытий (далее – защитных покрытий) на наружную поверхность труб;
- осуществление ЭХЗ.

Примечания 1 При наличии хотя бы одного из критериев (признаков) опасности коррозии трубопроводов должна применяться ЭХЗ в комплексе с защитными покрытиями. 2 Критерии (признаки) опасности коррозии трубопроводов и методы их определения приведены в приложении А.

5.3 В качестве защитных покрытий применяют следующие покрытия:

- лакокрасочные (по 5.3.1);
- силикатноэмалевые (по 5.3.2);
- органосиликатные (по 5.3.3);
- эпоксидные (по 5.3.4);
- металлизационные (по 5.3.5);
- алюмокерамические (по 5.3.6).

Примечание – Рекомендуемые защитные покрытия приведены в приложении Б.

5.3.1 Лакокрасочные защитные покрытия применяют при любых способах прокладки трубопроводов, при любых видах тепловой изоляции, в любых грунтовых условиях.

5.3.2 Силикатноэмалевые защитные покрытия применяют при любых способах прокладки трубопроводов, при любых видах тепловой изоляции, в любых грунтовых условиях.

Примечание – Силикатноэмалевые защитные покрытия отличаются наиболее высокими защитными свойствами по сравнению с лакокрасочными покрытиями и, главным образом, высокой термостойкостью. Силикатноэмалевые защитные покрытия наносятся на трубы в заводских условиях.

5.3.3 Органосиликатные защитные покрытия применяют при подземной канальной прокладке трубопроводов, для всех видов подвесной тепловой изоляции, при температуре теплоносителя до 180 °С.

Примечание – Органосиликатные защитные покрытия отличаются повышенной термостойкостью и наносятся на трубы в заводских условиях.

При температуре теплоносителя до 150 °С допускается применять органосиликатные защитные покрытия с отвердителем (естественная сушка).

Органосиликатные защитные покрытия также рекомендуется применять для защиты в полевых условиях участков сварных стыковых соединений трубопроводов с защитным покрытием горячего отверждения (с термообработкой), а также элементов трубопроводов. В полевых условиях органосиликатные защитные покрытия с отвердителем следует наносить на предварительно очищенную, в соответствии с ГОСТ 9.402–2004 (пункт 5.2), и обезжиренную поверхность металла.

5.3.4 Эпоксидные защитные покрытия рекомендуется применять при подземной канальной прокладке трубопроводов, для всех видов подвесной тепловой изоляции, при температуре теплоносителя до 150 °С.

Эпоксидные защитные покрытия должны наноситься на трубы в базовых (стационарных) условиях. На участки сварных стыковых соединений и элементы трубопроводов покрытие может наноситься в полевых условиях (аналогично 5.3.3).

5.3.5 Металлизационные защитные покрытия следует применять при подземной канальной и надземной прокладке трубопроводов, при прокладке по стенам снаружи зданий и в технических подпольях, при температуре теплоносителя до 150 °С.

Металлизационные защитные покрытия могут применяться со всеми видами тепловой изоляции, при условии, что тепловая изоляция имеет рН не ниже 4,5 и не выше 9,5.

Примечание – Металлизационные защитные покрытия должны наноситься на трубы в заводских условиях в два слоя, суммарная толщина которых должна составлять от 0,25 до 0,30 мм.

5.3.6 Алюмокерамические защитные покрытия применяют при подземной канальной прокладке, при бесканальной прокладке, для всех видов тепловой изоляции, при температуре теплоносителя до 150 °С.

Примечание – Алюмокерамическое защитное покрытие должно наноситься на трубы только в заводских условиях. Покрытие наносится в один слой, толщина которого должна быть не менее 0,2 мм.

Защита участков сварных стыковых соединений трубопроводов с алюмокерамическим защитным покрытием, а также элементов трубопроводов в полевых условиях должна осуществляться либо нанесением металлизационного алюминиевого покрытия, либо нанесением органосиликатной краски с отвердителем.

5.3.7 Для трубопроводов с силикатноэмалевыми, металлизационными и алюмокерамическими защитными покрытиями требуется последующая защита сварных соединений и элементов трубопроводов лакокрасочными покрытиями.

5.4 Для осуществления ЭХЗ трубопроводов от коррозии применяют систему ЭХЗ, в состав которой входят следующие основные средства:

- СКЗ (по 5.4.1);
- станции электродренажной защиты (по 5.4.2);
- УПЗ (по 5.4.3).

5.4.1 СКЗ применяют:

- для трубопроводов подземной бесканальной прокладки – при опасности почвенной коррозии или опасности коррозии блуждающими токами;

Примечание – При опасности коррозии блуждающими токами СКЗ применяют в случае, если включением электродренажей (см. 5.4.2) не обеспечивается защита трубопроводов.

- для трубопроводов подземной канальной прокладки – при уровне затопления канала, достигающем нижней образующей трубопроводов, и при опасности коррозии блуждающими токами.

5.4.2 Станции электродренажной защиты (поляризованные или усиленные электродренажи) применяют для трубопроводов подземной бесканальной прокладки – при опасности коррозии блуждающими токами на участках сближения или пересечения трубопроводов с рельсовыми путями электрифицированного транспорта.

5.4.3 УПЗ применяют:

- на участках трубопроводов подземной канальной прокладки длиной до 50 – 60 м, с размещением УПЗ непосредственно в каналах;
- на участках трубопроводов, проложенных в футлярах, с размещением УПЗ на поверхности трубопровода или теплоизоляционной конструкции.

5.5 В качестве дополнительных мер защиты трубопроводов от коррозии могут применяться следующие конструктивные решения:

- удаление трассы тепловых сетей от рельсовых путей электрифицированного транспорта и уменьшение числа пересечений с ними;
- увеличение переходного сопротивления трубопроводов путем применения электроизолирующих неподвижных и подвижных опор труб;
- увеличение продольной электропроводности трубопроводов путем установки токопроводящих перемычек на сальниковых компенсаторах и на фланцевой арматуре;
- распределение потенциалов между параллельными трубопроводами путем установки токопроводящих перемычек.

5.6 При надземной прокладке трубопроводы и их элементы (например, прямолинейный участок, колено, тройник, конусный переход, фланец др.), а также опорные строительные конструкции под трубопроводы защищают от коррозии нанесением защитных покрытий.

5.7 При надземной прокладке трубопроводы должны быть электрически изолированы от опорных строительных конструкций под трубопроводы. Сопротивление применяемой изоляции должно быть не менее 100 кОм на одной опоре, согласно ГОСТ Р 51164–98 (пункт 3.5).

5.8 При осуществлении ЭХЗ должно быть исключено ее вредное влияние на соседние подземные металлические сооружения. В соответствии с ГОСТ Р 51164–98 (пункт 5.13.1) и ГОСТ 9.602–2005 (пункт 7.6) необходимо осуществить совместную защиту трубопроводов.

Приложение А (справочное) Критерии (признаки) опасности наружной коррозии подземных трубопроводов тепловых сетей и методы их определения (по ГОСТ 9.602–2005)

А.1 Для трубопроводов тепловых сетей канальной и бесканальной прокладки критериями опасности коррозии являются:

- высокая коррозионная агрессивность грунта;
- опасное влияние блуждающего постоянного тока;
- опасное влияние переменного тока.

На трубопроводы тепловых сетей, для которых меры противокоррозионной защиты не требуются, указанные критерии опасности коррозии не распространяются.

А.2 Для трубопроводов тепловых сетей канальной прокладки критериями опасности коррозии являются:

- наличие воды в канале или занос канала грунтом, когда вода или грунт достигают теплоизоляционной конструкции или поверхности трубопровода;
- увлажнение теплоизоляционной конструкции влагой, достигающей поверхности труб: капельной с перекрытий канала или стекающей по щитовой опоре, а также попадающей в тепловую камеру через неплотности крышек смотровых колодцев и тепловых камер.

При наличии воды или грунта в канале, которые достигают теплоизоляционной конструкции или поверхности трубопровода, опасное влияние блуждающего постоянного тока и переменного тока увеличивает скорость коррозии наружной поверхности трубопроводов, контактирующей с водой или грунтом заноса в канале.

Примечание – Для вновь сооружаемых трубопроводов критерием опасности является предположение о потенциальном наличии воды в канале или его заносе грунтом.

А.3 Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистым и низколегированным сталям, из которых изготавливаются трубы тепловых сетей, характеризуется двумя показателями:

- УЭС, определенным в полевых условиях;
- УЭС грунта, определенным в лабораторных условиях.

Если один из показателей свидетельствует о высокой агрессивности грунта (см. таблицу А.1), то грунт считается агрессивным и определение второго показателя не требуется.

А.4 Возможность опасного влияния блуждающего постоянного тока на действующие подземные стальные трубопроводы тепловых сетей определяется по наличию изменяющегося по знаку и по величине смещения потенциала трубопровода по отношению к его стационарному потенциалу (знакопеременная зона) или по наличию только положительного смещения потенциала, изменяющегося по величине (анодная зона). Для вновь сооружаемых теплопроводов возможность опасного влияния блуждающего постоянного тока определяется по наличию блуждающих токов в земле.

Таблица А.1 – Коррозионная агрессивность грунта по отношению к углеродистым и низколегированным сталям

Коррозионная агрессивность грунта	УЭС грунта, Ом·м
Низкая	Свыше 50
Средняя	От 20 до 50

Высокая	Менее 20
---------	----------

А.5 Опасное влияние переменного тока промышленной частоты на стальные сооружения характеризуется либо смещением среднего потенциала сооружения в отрицательную сторону не менее чем на 10 мВ по отношению к стационарному потенциалу, либо наличием переменного тока плотностью более 1мА/см² (10А/м²) на ВЭ.

А.6 Определение коррозионной агрессивности грунтов в полевых и лабораторных условиях проводится в соответствии с ГОСТ 9.602.

А.6.1 Измерения УЭС грунта производятся для выявления участков трассы тепловых сетей бесканальной прокладки в грунте с высокой коррозионной агрессивностью, а также для выбора типа, конструкции и расчета АЗ при необходимости ЭХЗ (катодной защиты) трубопроводов тепловых сетей.

А.6.2 Коррозионная агрессивность грунта по его УЭС определяется в полевых и лабораторных условиях.

А.6.3 Измерение УЭС грунта в полевых условиях на действующих тепловых сетях должно производиться вдоль трассы тепловой сети через каждые 100 м на расстоянии не более 2 м от ее оси.

На трассах вновь сооружаемых тепловых сетей УЭС грунта производится вдоль оси предполагаемой трассы через каждые 100 м.

А.6.6 Для определения УЭС грунта в лабораторных условиях необходимо произвести отбор и обработку проб испытываемого грунта.

Пробы грунта отбирают в шурфах, скважинах или траншеях из слоев, расположенных на глубине прокладки трубопроводов, с интервалом от 50 до 200 м на расстоянии от 0,5 до 0,7 м от боковой стенки труб. Для пробы берут 1,5 – 2,0 кг грунта, удаляя твердые включения размером более 3 мм. Отобранную пробу помещают в полиэтиленовый пакет и снабжают паспортом, в котором указываются номера объекта и пробы, место и глубина отбора пробы.

А.7 Определение наличия блуждающих постоянных токов в земле для вновь сооружаемых трубопроводов тепловых сетей.

А.7.1 Определение наличия блуждающих постоянных токов по трассе вновь сооружаемых теплопроводов при отсутствии проложенных смежных подземных металлических сооружений следует проводить в соответствии с ГОСТ 9.602, измеряя разность потенциалов между двумя точками земли через каждые 1000 м по двум взаимно перпендикулярным направлениям при разnose измерительных электродов на 100 м. Схема измерений приведена на рисунке А.3.

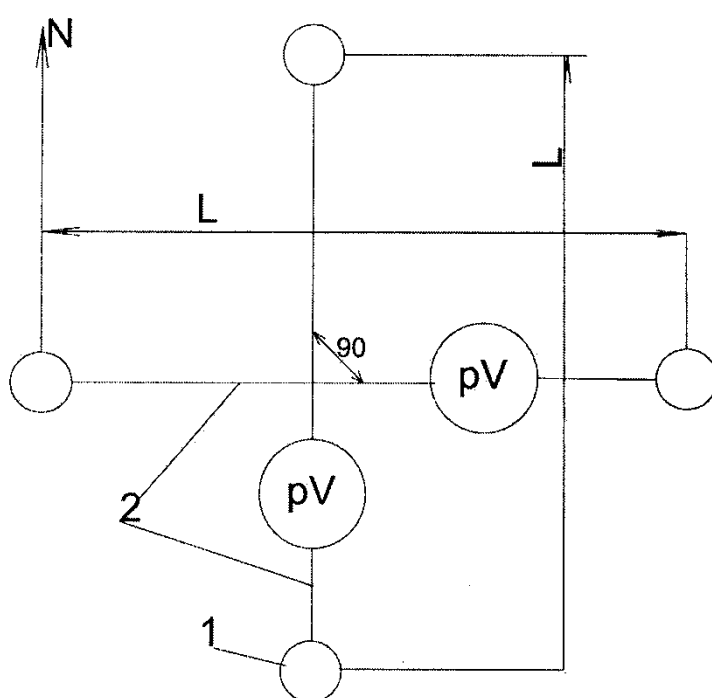


Рисунок А.3 – Схема электрических измерений для обнаружения блуждающих токов в земле 1 – медносульфатные электроды сравнения; 2 – изолированные проводники; pV – вольтметр; L – расстояние между электродами сравнения; N – направление вектора измерения

А.7.2 При наличии подземных металлических сооружений, проложенных вблизи трассы вновь сооружаемых теплопроводов на расстоянии не более 100 м, определение наличия блуждающих токов осуществляется путем измерения разности потенциалов между существующим сооружением и землей с шагом измерений не более 200 м.

А.7.3 Для измерения напряжения и силы тока используются показывающие и регистрирующие приборы классом точности не ниже 1,5. Следует применять вольтметры с внутренним сопротивлением не менее 200 кОм/В. Также рекомендуется использовать прибор для измерения параметров установок защиты от коррозии подземных металлических сооружений.

А.7.4 При измерениях используют переносные МЭС, которые подбирают так, чтобы разность потенциалов между двумя электродами не превышала 10 мВ, что должно быть определено в лабораторных условиях. Переносной МЭС (рисунок А.4) состоит из неметаллического полого корпуса с пористым дном и навинчивающейся крышкой с укрепленным в ней стержнем из красной меди. В корпус заливают насыщенный раствор медного купороса $\text{CuSO}_4 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$.

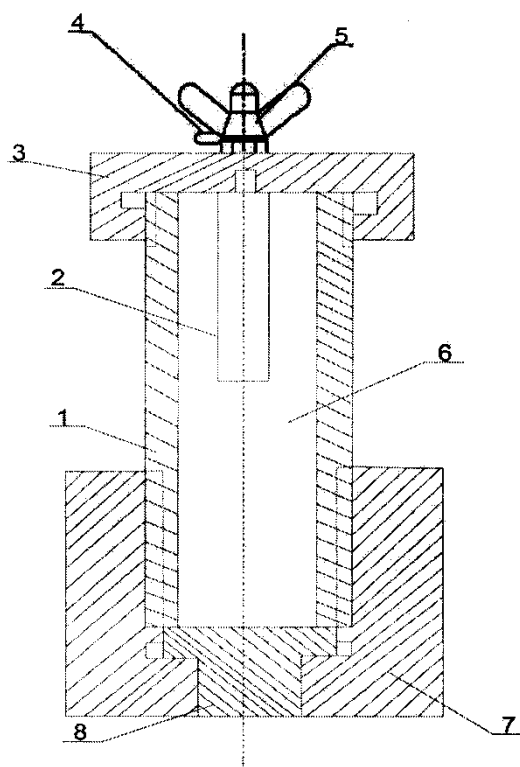


Рисунок А.4 – Переносной МЭС 1 – корпус; 2 – стержень из красной меди; 3 – крышка для крепления стержня; 4 – наконечник проводника; 5 – контактный зажим; 6 – полость, заполняемая насыщенным раствором медного купороса; 7 – нижняя крышка; 8 – пористое дно

При сборке переносных медносульфатных электродов необходимо:

- очистить медный стержень от загрязнений и окисных пленок либо механически (наждачной бумагой), либо травлением азотной кислотой.

После травления стержень тщательно промыть дистиллированной или кипяченой водой. Попадание кислоты в сосуд электрода недопустимо;

- залить электрод насыщенным раствором чистого медного купороса в дистиллированной или кипяченой воде с добавлением кристаллов купороса. Заливать электроды следует за сутки до начала измерений. После заливки все электроды установить в один сосуд (стеклянный или эмалированный) с насыщенным раствором медного купороса так, чтобы пористое дно электродов было полностью погружено в раствор.

А.7.5 Измерения в каждом пункте должны проводиться не менее 10 мин с непрерывной регистрацией или с ручной записью результатов через каждые 10 с в протокол.

В зоне блуждающих токов электрифицированного транспорта с частотой движения 15 – 20 пар в 1 ч измерения необходимо производить в часы утренней или вечерней пиковой нагрузки электротранспорта.

В зоне влияния блуждающих токов электрифицированных железных дорог период измерения должен охватывать пусковые моменты и время прохождения электропоездов в обе стороны между двумя ближайшими станциями.

А.7.6 Если наибольший размах колебаний разности потенциалов (между наибольшим и наименьшим ее значениями) превышает 0,04 В, это характеризует наличие блуждающих токов (как в отсутствии, так и при наличии других подземных сооружений, проложенных вблизи трассы вновь сооружаемых теплопроводов).

А.8 Определение опасного влияния блуждающего постоянного тока для действующих трубопроводов тепловых сетей.

А.8.1 Опасное влияние блуждающего постоянного тока выявляют, определяя изменение потенциала трубопровода под действием блуждающего тока по отношению к стационарному потенциалу трубопровода. Измерения выполняются с шагом не более 200 м.

А.8.2 Измерения производят в стационарных КИП, оборудованных электродами сравнения длительного действия, или на нестационарных КИП, устанавливая электроды сравнения на дне камеры, в шурфах или на поверхности земли на минимально возможном расстоянии (в плане) от трубопроводов.

А.8.3 Для проведения измерений используют вольтметры в соответствии с А.7.3. Положительную клемму измерительного прибора присоединяют к трубопроводу, отрицательную – к электроду сравнения.

А.8.4 Режим измерений должен соответствовать условиям, изложенным в А.7.5.

Результаты ручной записи измерений заносят в протокол.

В тех случаях, когда наибольший размах колебаний потенциала трубопроводов, измеряемого относительно МЭС (разность между наибольшим и наименьшим абсолютными значениями этого потенциала), не превышает 0,04 В, колебания потенциала не характеризуют опасного влияния блуждающих постоянных токов.

А.8.5 Стационарный потенциал трубопроводов Уст следует определять при выключенных средствах ЭХЗ путем непрерывного измерения и регистрации разности потенциалов между трубопроводом (подающим или обратным) и МЭС в течение достаточно длительного времени – вплоть до выявления практически не изменяющегося во времени (в пределах 0,04 В) значения потенциала, относящегося к периоду перерыва в движении электрифицированного транспорта, когда блуждающий ток отсутствует (как правило, в ночное время суток). За стационарный потенциал трубопровода принимается среднее значение потенциала при различии измерявшихся значений не более чем на 0,04 В. При отсутствии возможности измерения стационарного потенциала трубопровода его значение принимают равным минус 0,7 В относительно МЭС.

Примечание – При определении опасного влияния блуждающего тока на теплопроводы канальной прокладки электроды сравнения следует устанавливать в зоне затопления или заиливания канала.

А.9 Определение опасного влияния переменного тока.

А.9.1 Зоны опасного влияния переменного тока определяют на участках трубопроводов, на которых выявлены значения напряжения переменного тока между трубопроводом и МЭС, превышающие 0,3 В.

А.9.2 Смещение потенциала трубопровода, вызываемое переменным током, измеряют на ВЭ относительно переносного МЭС до и после подключения ВЭ к трубопроводу через конденсатор емкостью 4 мкф. ВЭ представляет собой пластину, изготовленную из стали ст. 3 размером 25×25 мм, толщиной 1,5 – 2,0 мм.

Примечания 1 На участке трубопровода, оборудованного ЭХЗ, измерения выполняют при отключенных средствах ЭХЗ. 2 На теплопроводах канальной прокладки опасное влияние переменного тока определяют лишь на участках затопления или заиливания каналов.

А.9.3 ВЭ устанавливают в специально подготовленном шурфе, подготовку и установку которого производят в следующем порядке.

В намеченном пункте измерений над теплопроводом или в максимальном приближении к нему (в плане) в месте отсутствия дорожного покрытия делают шурф глубиной от 300 до 350 мм и диаметром от 180 до 200 мм.

Перед установкой в грунт ВЭ зачищают шлифовальной шкуркой по ГОСТ 6456 зернистостью 40 и насухо протирают. Предварительно из взятой со дна шурфа части грунта, контактирующего с ВЭ, должны быть удалены твердые включения размером более 3 мм. На выровненное дно шурфа насыпают слой грунта толщиной 30 мм, на нем укладывают ВЭ рабочей (неизолированной) поверхностью вниз и засыпают его грунтом слоем от 60 до 80 мм от дна шурфа. Грунт над ВЭ утрамбовывают с усилием 3 – 4 кг на площадь ВЭ. Сверху устанавливают переносной МЭС и засыпают грунтом. При наличии

атмосферных осадков предусматривают меры против увлажнения грунта и попадания влаги в шурф.

А.9.4 Для проведения измерений собирают схему, приведенную на рисунке А.5. Используют вольтметр с входным сопротивлением не менее 1 МОм.

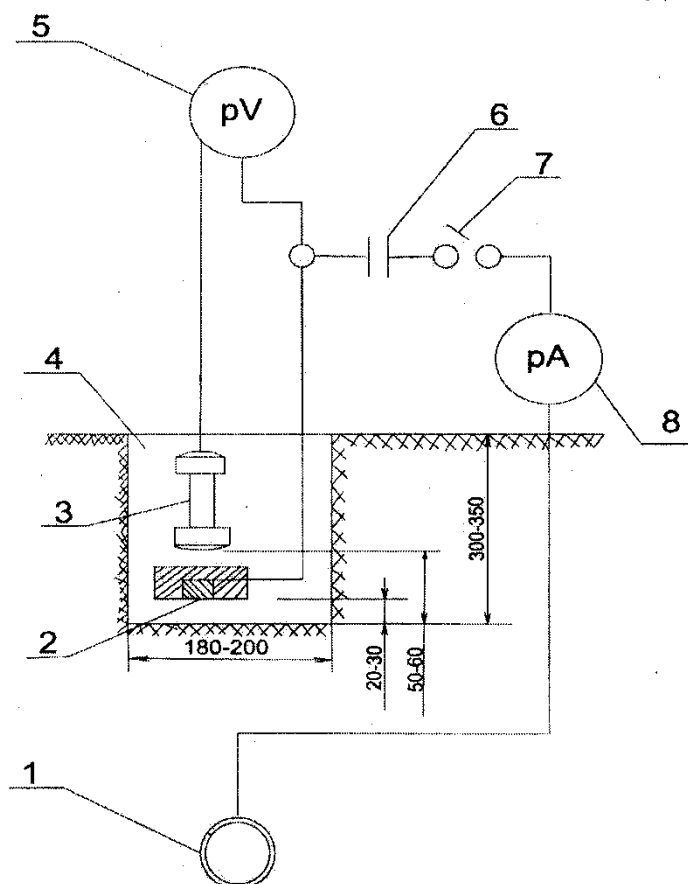


Рисунок А.5 – Схема измерения смещения стационарного потенциала трубопровода под влиянием переменного тока 1 – трубопровод; 2 – датчик потенциала; 3 – переносной медносульфатный электрод сравнения; 4 – шурф; 5 – вольтметр постоянного тока; 6 – конденсатор; 7 – выключатель; 8 – амперметр переменного тока

Измерения производят в такой последовательности:

- измеряют стационарный потенциал ВЭ относительно МЭС через 10 мин после его установки в грунт;
- после стабилизации значения стационарного потенциала ВЭ в пределах 1 – 2 мВ в течение 5 мин подключают ВЭ к трубопроводу по схеме **рисунка А.5** и через 10 мин снимают первое показание вольтметра;

- показания непрерывно записывают в память соответствующего измерительного прибора или снимают через 10 с в течение не менее 10 мин.

Приложение Б (рекомендуемое)

Виды покрытий для защиты от наружной коррозии трубопроводов тепловых сетей (в соответствии с ГОСТ 9.602)

Таблица Б.1

Условия нанесения покрытия	Конструкция (структура) защитного покрытия	Толщина покрытия, мм	Способ прокладки теплопровода	Вид теплоизоляции	Максимально допустимая температура теплоносителя, °С
Базовые	Силикатно-эмалевое (два слоя эмали марки 155Т или марки МК-5, оплавленной при температуре 800 °С)	0,5 для труб диаметром до 159 мм включ.; 0,6 для труб диаметром св. 159 мм	Подземный в каналах и бесканальный	Все виды тепловой изоляции	300
	Алюмокерамическое (один слой покрытия плазменного нанесения из смеси порошкового алюминия марки ПА-4 (85%) и ильменитового концентрата (15 %) ¹⁾	Не менее 0,25	Подземный в каналах и бесканальный	Все виды тепловой изоляции, рН водной вытяжки которой от 2,5 до 10,5	300
	На основе металлизационного алюминия с пропиткой	Не менее 0,25	Подземный в каналах и бесканальный	Все виды тепловой изоляции, рН водной	150

	кремнийорганическими красками (два слоя алюминия, один слой краски)			вытяжки которой от 4,5 до 9,5	
Базовые	Лакокрасочное органосиликатное марки ОС-51-03 или аналогичной (с термообработкой при температуре 200 °С	Не менее 0,25	Подземный в каналах	Все виды тепловой изоляции	180
Трассовые	Лакокрасочное органосиликатное марки ОС-51-03 с отвердителем ²⁾	Не менее 0,45	Подземный в каналах	Все виды тепловой изоляции	150
	Лакокрасочное эпоксидное (три слоя эпоксидной эмали марки ЭП-969) ²⁾	Не менее 0,1	Подземный в каналах	Все виды подвесной тепловой изоляции	150
	Кремнийорганическое (три слоя кремнийорганической краски) ²⁾	Не менее 0,25	Подземный в каналах	Все виды подвесной тепловой изоляции	150

¹⁾ Защита участков сварных стыковых соединений трубопроводов с алюмокерамическим защитным покрытием, а также элементов трубопроводов тепловых сетей в полевых условиях должна производиться либо металлизационным алюминиевым покрытием с применением ручных газопламенных или электродуговых металлизаторов и ручных плазмотронов с последующей пропиткой, либо лакокрасочными покрытиями.

²⁾ Применяют при ремонте теплопроводов, а также для изоляции стыков и мест присоединений.