

Министерство образования Российской Федерации

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

А.А. Калютик, В.В. Сергеев

**ТРУБОПРОВОДЫ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

Учебное пособие

Санкт-Петербург
Издательство СПбГПУ
2003

УДК

Трубопроводы тепловых электрических станций: Учеб. пособие / А.А. Калютник, В.В. Сергеев. СПб.: Изд.-во СПбГПУ, 2003. 50 с.

Пособие соответствует государственному образовательному стандарту дисциплины "Трубопроводы ТЭС и тепловых сетей" направления бакалаврской подготовки 550900 "Теплоэнергетика".

В пособии рассматривается устройство трубопроводов тепловых электростанций. Главное внимание уделено описанию конструкций элементов и устройств трубопроводов, а также условиям их работы.

Предназначено для студентов четвертого курса энергомашиностроительного факультета, изучающих дисциплину "Трубопроводы ТЭС и тепловых сетей" в рамках бакалаврской подготовки.

Табл. 6. Ил. 16. Библиогр.: 6 назв.

Печатается по решению редакционно-издательского совета Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

© Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, 2003

ВВЕДЕНИЕ

Одним из важнейших и самых распространенных элементов современных тепловых электрических станций являются трубопроводы различных диаметров и конфигураций, предназначенные для транспортировки водяного пара, воды, масла, газа, воздуха, мазута и других сред. Трубопроводы соединяют между собой основные агрегаты электростанции и вспомогательное оборудование. В результате объединения теплового оборудования системой трубопроводов образуется единая установка, осуществляющая основной технологический процесс производства электроэнергии.

Надёжность и экономичность эксплуатации тепловой электростанции во многом определяется надёжной и экономичной работой ее трубопроводной системы. Повреждения трубопроводов могут привести к необходимости снижения мощности агрегатов или даже к полной их остановке.

Основные экономические показатели тепловой электростанции (капитальные вложения, эксплуатационные расходы, расчётные затраты) зависят от характеристик системы трубопроводов, их схемы, размеров, материалов для их изготовления. По отношению к общей стоимости тепломеханического оборудования стоимость трубопроводов составляет от 10% (КЭС) до 20% (ТЭЦ). Монтаж трубопроводов требует значительных затрат, составляющих для КЭС около 19%, а для ТЭЦ около 27% общих затрат на монтаж оборудования.

Трубопроводы современных тепловых электростанций – это сложная пространственная система, состоящая из следующих элементов и устройств: трубы и средства соединения их между собой; арматура; фасонные части трубопроводов; защитные устройства и встраиваемые в трубопроводы элементы контрольно-измерительных приборов; контрольные устройства работы трубопроводов, необходимые для замеров ползучести, наблюдения за структурными изменениями металла трубопроводов, для измерения тепловых перемещений трубопроводов; опоры и подвески трубопроводов, а также опорные конструкции под эти опоры и подвески, связанные со строительными конструкциями зданий и оборудования; металлические лестницы и площадки для обслуживания трубопроводов и арматуры; средства механизации для ремонта арматуры и других устройств трубопроводов.

Подробное описание большинства вышеперечисленных элементов и устройств трубопроводов современных тепловых электрических станций приведено в настоящем пособии.

1. Назначение и классификация трубопроводов

По виду протекающей среды трубопроводы разделяются на паропроводы и водопроводы, воздухопроводы (воздуховоды) и газопроводы (газоходы), мазутопроводы и маслопроводы, пылепроводы и др.

По назначению стационарные трубопроводы классифицируются по следующим группам [1]:

Главные паропроводы – подают пар от котельных агрегатов к турбинам, турбонасосам, РОУ и другим потребителям пара. К главным паропроводам также относятся паропроводы от турбин к вторичным пароперегревателям и от них к части низкого давления турбин.

Питательные трубопроводы служат для подачи воды питательным насосам от деаэрационных блоков к котлам. В эту группу входят трубопроводы от питательных баков деаэрированной воды до питательных насосов; напорные трубопроводы от питательных насосов до регенеративных подогревателей высокого давления и обводная линия "холодного" питания ПВД.

Трубопроводы регенеративного цикла включают в себя паропроводы, подводящие пар из отборов турбин и от паровых приводов вспомогательных механизмов к подогревателям, деаэраторам, испарителям, водопроводы конденсата турбин, трубопроводы слива конденсата из подогревателей, а также трубопроводы испарительных установок.

Циркуляционные трубопроводы предназначены для подачи и отвода охлаждающей воды, прокачиваемой циркуляционными насосами через конденсаторы, маслоохладители турбин и газоохладители или воздухоохладители генераторов.

Выхлопные трубопроводы служат для отвода пара в атмосферу от аппаратуры, предохраняющей котлы, турбины и аппараты при чрезмерном повышении давления, от баков, где может происходить испарение воды, а также от эпизодически работающих механизмов с паровым приводом.

Маслопроводы используются для подачи масла на смазку и охлаждение подшипников турбин и механизмов и для отвода масла с подшипников. Кроме того, маслопроводы связывают маслохозяйство электростанции с масляными баками у агрегатов.

Трубопроводы химводоочистки предназначены для соединения аппаратуры, насосов и баков химводоочистки между собой и для транспортирования воды от химводоочистки к главному корпусу.

Мазутопроводы включают в себя трубопроводы для соединения мазутных баков с насосами, аппаратуры мазутонасосной и подачи мазута от мазутонасосной к форсункам котлов.

Газопроводы природного газа служат для подачи природного газа от газораспределительного пункта (ГРП) к горелкам котлов.

Теплофикационные трубопроводы включают в себя паропроводы для подачи пара к сетевым подогревателям, паропреобразователям и внешним потребителям; водопроводы тепловых сетей, находящиеся как внутри главного здания, так и внешние, конденсатопроводы от потребителей, а также трубопроводы отвода конденсата из сетевых подогревателей, паропреобразователей и охладителей в систему регенерации.

Прочие трубопроводы состоят из трубопроводов золоудаления, технической воды, пожарные, сжатого воздуха, водорода, хозяйственные, паропроводы обдувки, продувочные и спускные трубопроводы.

Трубопроводы для ТЭС комплектуются следующим образом: станционные трубопроводы повышенного, высокого и сверхвысокого давлений, т.е. с рабочим давлением свыше 2,2 МПа, изготавливаются специальными котлостроительными заводами; трубопроводы в пределах котельного агрегата и турбины, включая маслопроводы, поставляются совместно с котлами или турбинами (в комплекте); станционные трубопроводы с давлением меньше 2,2 МПа в пределах главного корпуса, химводоочистки, береговой насосной и мазутонасосной, поставляются монтажными организациями, которые изготавливают их на своих заводах или непосредственно на монтажной площадке; трубопроводы отопления, водопровода, канализации в пределах всех производственных помещений, внешние циркуляционные трубопроводы, трубопроводы гидрозолоудаления выполняются строительной организацией непосредственно на электростанции.

Все трубопроводные сооружения должны соответствовать техническим требованиям, содержащимся в "Правилах устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды", утвержденных Госгортехнадзором РФ. Никаких отступлений от правил при проектировании, изготовлении и эксплуатации трубопроводов, подведомственных Госгортехнадзору, без согласования не допускается.

В соответствии с требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», все трубопроводы, транспортирующие водяной пар с рабочим давлением более 0,07 МПа или горячую воду с температурой свыше 115°C, делятся на четыре категории (табл. 1).

Правила Госгортехнадзора не распространяются на:

1) трубопроводы, расположенные в пределах парогенератора;

2) сосуды, входящие в систему трубопроводов и являющиеся их неотъемлемой частью;

3) трубопроводы первой категории с наружным диаметром менее 51 мм и трубопроводы остальных категорий с наружным диаметром менее 76 мм;

4) сливные, продувочные и выхлопные трубопроводы;

5) пароперепускные трубопроводы в пределах паровых турбин и отбора пара от турбины до задвижки;

6) трубопроводы атомных электростанций и реакторов;

7) трубопроводы, изготовленные из неметаллических материалов.

При определении категории трубопровода рабочими параметрами транспортируемой среды следует считать для:

1) паропроводов от парогенераторов - давление и температуру пара по их номинальным значениям на выходе из парогенератора (за пароперегревателем);

2) паропроводов от турбин, работающих с противодавлением, - максимально возможное давление в противодавлении, предусмотренное техническими условиями на поставку турбины, и максимально возможную температуру пара в противодавлении при работе турбины на холостом ходу;

3) паропроводов от нерегулируемых и регулируемых отборов пара от турбины - максимально возможные давление и температуру пара в отборе;

4) паропроводов от редуцированных и редуциционно-охладительных установок - максимальное давление и температуру редуцированного пара, принятые в проекте установки;

5) трубопроводов питательной воды после деаэраторов - номинальное давление воды с учетом гидростатического давления столба жидкости и температуру насыщения в деаэраторе;

6) трубопроводов питательной воды после питательных насосов и подогревателей высокого давления (ПВД) - наибольшее давление, создаваемое в напорном трубопроводе питательными насосами при закрытой задвижке и максимальном давлении на всасывающей линии насосов, и максимальную расчетную температуру воды за последним подогревателем высокого давления. При применении питательных насосов с турбоприводом и электронасосов с гидромуфтой - 1,05 номинального давления насоса, поршневых насосов - 1,2 номинального давления в парогенераторе;

7) подающих и обратных трубопроводов водяных тепловых сетей - наибольшее давление воды с учетом работы насосных подстанций на трассе и рельефа местности и максимальную температуру воды в подающем трубопроводе.

Категория трубопровода, определенная по рабочим параметрам среды (при отсутствии на нем устройств, изменяющих эти параметры), относится ко всему трубопроводу независимо от его протяженности.

Таблица 1.

Категории трубопроводов по Правилам устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды Госгортехнадзора

Категория трубопроводов	Среда	Рабочие параметры среды	
		температура, °С	давление, МПа
1	а) Перегретый пар	>580	Не ограничено
	б) Перегретый пар	>540-580	Не ограничено
	в) Перегретый пар	>450-540	Не ограничено
	г) Перегретый пар	≤450	>3,9
	д) Горячая вода, насыщенный пар	>115	>8,0
2	а) Перегретый пар	>350-450	<3,9
	б) Перегретый пар	≤350	>2,2-3,9
	в) Горячая вода, насыщенный пар	>115	>3,9-8,0
3	а) Перегретый пар	>250-350	<2,2
	б) Перегретый пар	≤250	>1,6-2,2
	в) Горячая вода, насыщенный пар	>115	>1,6-3,9
4	а) Перегретый и насыщенный пар	≥115-250	>0,07-1,6
	б) Горячая вода	>115	<1,6

При определении категории трубопроводов в случаях, когда давление и температура протекающей среды отличны от приведенных в таблице 1, исходят из наибольшего параметра.

Трубопроводы горючих газов и жидкостей также подразделяются на четыре категории, приведенные в таблице 2.

Трубопроводы, транспортирующие сжиженные газы, классифицируются с отнесением на одну категорию выше категории, приведенной в таблице 2.

Таблица 2.

Категории трубопроводов горючих газов и жидкостей

Категория трубопроводов	Рабочие параметры среды	
	давление, МПа	Температура, °С
1	Независимо	350—700
2	2,5—6,4	250—350
3	1,6—2,5	120—250
4	<1,6	<120

2. Факторы, влияющие на работу трубопроводов

Трубопроводы тепловых электростанций работают в сложных условиях. Во время работы элементы трубопроводов находятся под постоянной нагрузкой: от давления протекающей среды; от массы металла труб, арматуры, протекающей среды, теплоизоляции; от нагрузок теплового удлинения; от вибрационных нагрузок. Кроме того, в материалах деталей трубопровода могут возникать периодические нагрузки: от неравномерного их нагрева; от защемления подвижных опор; от чрезмерного трения в подвижных опорах трубопроводов.

Нагрузки от массы металла труб и теплоизоляции, внутреннего давления среды, давления ветра являются распределенными нагрузками, а нагрузки от массы арматуры и металлоконструкций - сосредоточенными. Нагрузки от тепловых удлинений возникают в ветвях и опорах трубопроводов и всегда имеют сосредоточенный характер. Нагрузки от давления протекающей среды относятся к внутренним нагрузкам, а нагрузки от массы, тепловых удлинений, вибрации, натяжки трубопроводов, распора встроенных в трубопровод компенсаторов, а также ветровые, давление грунта (в случае прокладки в земле) - к внешним.

Способность трубопровода противостоять перечисленным нагрузкам называется прочностью трубопровода. Прочность трубопровода зависит от прочности деталей, из которых он состоит. Так как трубопроводы работают при низких и высоких температурах, при определении прочности металла, из которого изготовлены детали трубопроводов, исходят из прочностных характеристик сталей при соответствующих температурах.

Главным требованием к трубопроводам является надежность их работы. Неисправность в какой-либо части трубопровода может привести к выключению значительной мощности или к полной остановке электростанции.

Для обеспечения надежной работы трубопровода необходимы следующие условия:

1) трубопровод должен быть правильно спроектирован, т. е. учтены все условия, влияющие на работу трубопроводов, выбраны необходимые материалы для всех деталей, рассчитана компенсация или самокомпенсация трубопроводов и целесообразно размещены и подобраны опоры и подвески по всей трассе трубопровода;

2) должны быть качественно изготовлены все детали трубопровода из материалов, предусмотренных проектом, и соблюдены технические условия при изготовлении;

3) в соответствии с проектом должны быть выполнены монтажные работы с соблюдением заданной технологии и технических условий на монтаж;

4) необходимо постоянное и систематическое наблюдение эксплуатационного персонала за работой трубопроводов без нарушения режима эксплуатации и превышения проектных параметров, указанных в инструкциях по эксплуатации данных трубопроводов.

Трубопроводы должны находиться всегда в исправном состоянии и подвергаться освидетельствованию в сроки, установленные инспекцией Госгортехнадзора или администрацией электростанции. Все нарушения температурных режимов при эксплуатации трубопроводов должны фиксироваться в эксплуатационных журналах.

3. Давления условные, рабочие и пробные

С повышением температуры среды, протекающей по трубопроводу, механическая прочность деталей трубопровода понижается, причем для деталей, изготовленных из чугуна, - при температуре среды свыше 120°C , а из сталей - свыше 200°C . Поэтому в случае превышения указанных температур длительная работа допускается только с определенным давлением, выбранным в зависимости от температуры протекающей среды.

Для характеристики прочности деталей и арматуры трубопроводов введены понятия условного, рабочего и пробного давлений.

Под условным давлением p_y понимается наибольшее избыточное рабочее давление при температуре среды 20°C , при котором обеспечивается длительная работа арматуры и соединительных частей.

Под рабочим давлением $p_{\text{раб}}$ понимается наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается длительная работа арматуры и соединительных частей трубопровода при рабочей температуре среды.

Под пробным давлением $p_{пр}$ понимается избыточное давление, при котором арматура и соединительные части трубопроводов должны подвергаться гидравлическому испытанию на прочность и плотность материала водой при температуре не выше 100°C . Арматура и соединительные части трубопроводов изготавливаются на следующие условные давления: 0,1; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 8,0; 10,0; 16,0; 20,0; 25,0; 32,0; 40,0; 50,0; 64,0; 80,0 и 100,0 МПа.

Условные давления служат для выбора материала и конструкции трубопровода в зависимости от давления и температуры протекающей среды и положены в основу при стандартизации деталей трубопроводов.

В зависимости от материала, из которого изготовлены корпуса арматуры, а также давления и температуры среды для изделий вводятся дополнительные обозначения. Арматура, изготовленная из углеродистых сталей на условное давление 10,0 МПа, имеет обозначение p_y 10,0; на рабочее давление 16,0 МПа - $p_{раб}$ 16,0; на пробное давление 25,0 МПа - $p_{пр}$ 25,0.

4. Влияние среды с температурой выше 450°C на металл трубопровода

При длительной работе трубопроводов с температурой среды выше 450°C в сталях развивается ползучесть, окалинообразование и графитизация, которые снижают прочностные характеристики сталей.

При работе трубопровода с температурой среды выше 450°C на внутренних стенках труб происходит окисление металла и за счет утонения стенок труб образуются тонкие слои окалины. С течением времени толщина стенок труб уменьшается, вследствие чего в стенках труб увеличиваются напряжения и ускоряется процесс ползучести.

Способность стали сопротивляться образованию окалины при действии на нее среды с высокой температурой называется окалиностойкостью или жаропрочностью. Жаропрочность сталей определяется потерей массы окисляющимся металлом за определенный промежуток времени. Потеря в массе металла за счет образования окалины учитывается при расчете толщины стенки труб на прочность прибавкой на образование окалины.

Под действием высоких температур в стали происходит выделение свободного углерода по границам зерен. Это явление называют графитизацией стали. Наличие зерен графита с практически нулевой механической прочностью равносильно появлению раковин или пустот, ослабляющих металл и приводящих к ускорению ползучести. Графитизация в малоуглеродистых молибденовых сталях может привести к хрупкому разрушению трубопровода.

Чтобы предотвратить графитизацию сталей, производят специальные термические обработки и легирование сталей специальными присадками, связывающими углерод. Для своевременного обнаружения графитизации трубопроводов на электростанциях организован систематический контроль за изменениями структуры стали с периодической вырезкой с трубопроводов образцов для лабораторного исследования [3].

Ползучесть - явление, при котором в стенках труб медленно накапливается остаточная деформация, возникающая в результате длительного воздействия внутреннего давления среды даже при напряжениях ниже предела текучести, соответствующего данной температуре. Ползучесть приводит к увеличению диаметра трубопровода и соответственно утонению стенок труб и возрастанию напряжений растяжения. Протекание процесса ползучести характеризуется скоростью ползучести. Для уменьшения скорости ползучести в сталь вводят легирующие элементы: хром, молибден, ванадий, титан. Следовательно, для трубопроводов, работающих при температуре 450°C и выше, применяют низколегированные, легированные и аустенитные стали. Увеличение остаточных деформаций проявляется в увеличении диаметра труб, поэтому наблюдение за ползучестью производится путем замеров диаметров трубопроводов.

На электростанциях должен быть организован контроль состояния металла трубопроводов при температуре стенки 450°C и выше, а также наблюдения за ростом остаточных деформаций, структурными изменениями, изменением содержания легирующих элементов в карбидной фазе.

На электростанции должна быть схема трубопроводов с нанесенными на ней точками измерения остаточных деформаций, местами расположения контрольных участков сварных соединений и опор. Нумерация этих точек измерения и контрольных участков сварных соединений должна быть последовательная и единая по всей электростанции. Места расположения точек измерения и площадки для удобного доступа к ним должны быть предусмотрены проектом.

Контролю и наблюдению подлежат все трубопроводы, работающие при температуре 450°C и выше, за исключением трубопроводов диаметром менее 100 мм, длительность работы которых не превышает 3000 ч в год.

В целях тщательного наблюдения за ползучестью и структурными изменениями в металле трубопровода на каждой электростанции выделяются контрольные участки главных паропроводов перегретого пара.

Контрольные участки предусматриваются при проектировании паропровода и выполняются при монтаже. Трубы для контрольного участка выбираются и поставляются заводами-изготовителями из плавок с минимальными механическими свойствами и наименее выгодным соотношением химического состава и

структуры. Контрольный участок должен быть прямолинейным длиной не менее 4 м между сварными стыками, без каких-либо опор и охватывающих поясков. Длина поставляемой на монтаж трубы должна быть на 300 - 500 мм больше проектной, что оговаривается в проекте трубопровода.

Трубы, предназначенные для контрольных участков, перед их монтажом тщательно измеряются монтажным персоналом и подвергаются эксплуатационным персоналом исследованию исходного состояния металла. Для этого от одного конца контрольной трубы отрезается участок длиной 300 - 500 мм для исследования металла и производится измерение толщины стенки трубы по обоим ее концам.

Исследования исходного состояния металла контрольного участка на отрезках концов трубы выполняются лабораториями металлов. Все данные измерений и результаты испытаний заносятся в паспорт трубы контрольного участка.

Для наблюдения за структурными изменениями во время работы трубопроводов из контрольного участка периодически производятся вырезки образцов. Вырезанные куски трубы контрольного участка исследуются так же, как и основной металл. Сопоставление результатов испытаний металла дает возможность судить о степени надежности дальнейшей работы трубопроводов в данных условиях эксплуатации.

Наблюдения за ростом остаточных деформаций на контрольном участке производятся одновременно с измерениями остальных труб при отключении данного трубопровода.

Наблюдению за графитизацией подлежат трубопроводы, изготовленные из молибденовой стали марок 15М, 20М или аналогичных марок сталей, работающие при температуре 475°C и выше, а также из углеродистой стали, работающие при температуре 440°C и выше [5].

Местами наиболее интенсивной графитизации, на которые должно быть обращено особое внимание, являются: зоны термического влияния при сварке трубопроводов и их деталей; участки, подвергавшиеся холодной деформации или местным нагревам без последующей полной термообработки. При первичном наблюдении за графитизацией действующих трубопроводов при помощи специальных приспособлений из сварочных швов вырезают образцы с обязательным захватом зоны термического влияния сварки, без нарушения сплошности трубы. Образцы для исследования отбираются от 10% сварных соединений и 5% при работе не более 50000 ч обследуемого трубопровода.

Если при исследовании образцов обнаружены следы графитизации, вырезается участок трубы длиной 300 мм таким образом, чтобы сварной стык был

посередине, и производится анализ микроструктуры шва и прилегающей зоны в двух-трех продольных сечениях, химического состава, включая определение наличия свободного углерода - графита, а также механических свойств: ударной вязкости и пробы на изгиб в зоне образования графита.

Обследования трубопроводов на графитизацию производятся через каждые 3 года их эксплуатации.

В процессе эксплуатации осмотры сварных соединений трубопроводов из аустенитных сталей, а также их проверка ультразвуком производятся в каждый капитальный ремонт агрегатов, но не реже 1 раза в 2 года. Трубопроводы из перлитных сталей должны осматриваться и контролироваться ультразвуком через каждые 5 лет.

Независимо от положительных результатов первичного обследования при последующих обследованиях наряду с пробными образцами вырезается целиком один сварной стык на 100 м длины трубопровода из числа труб, склонных к графитизации. При каждом новом обследовании металла труб трубопроводов на графитизацию образцы вырезаются каждый раз из новых сварных соединений.

5. Материалы, применяемые для изготовления трубопроводов

При проектировании, изготовлении, монтаже и ремонте трубопроводов должны применяться материалы согласно Правилам Госгортехнадзора. Согласно этим Правилам качество и свойства материалов и полуфабрикатов должны удовлетворять требованиям соответствующих стандартов и технических условий, что должно быть подтверждено сертификатами заводов-поставщиков.

Химический состав, режимы термообработки, порядок отбора и испытания проб и образцов, механические и технологические свойства, методы, объемы и результаты контроля, а также клеймение и маркировка материалов и полуфабрикатов должны соответствовать требованиям стандартов и технических условий.

Материалы, не имеющие паспортов или сертификатов, могут применяться только после их испытания и контроля согласно требованиям соответствующих стандартов, технических условий и Правил Госгортехнадзора.

Марки стали для труб выбираются в зависимости от рабочего давления, температуры и свойств среды.

Для стационарных трубопроводов применяются стальные бесшовные трубы холоднотянутые, холоднокатаные, горячетянутые и теплокатаные, стальные сварные трубы с продольным или спиральным швом, а также трубы из пластмасс [4].

Каждую партию труб завод-изготовитель обязан снабдить сертификатом, в котором удостоверяется соответствие труб требованиям ГОСТ: указываются марка стали, наружный диаметр, толщина стенки и результаты испытаний.

На тепловых электростанциях наибольшее распространение получили трубы, изготовленные из углеродистых и низколегированных марок сталей, а для трубопроводов сверхвысоких параметров – из сталей аустенитного класса.

Стали, применяющиеся для изготовления труб паропроводов, транспортирующих пар высокой температуры, подвергаются легированию для повышения прочностных показателей, в первую очередь жаропрочности. Основными присадками в перлитных сталях в этом случае являются молибден и ванадий. Поскольку молибден при температуре $>470-480^{\circ}$ резко повышает склонность стали к графитизации, а присадка хрома в небольших количествах ликвидирует это неблагоприятное свойство, используются хромомолибденовые стали. При температурах среды до $\sim 450^{\circ}$ применяются трубы из углеродистой стали. Поэтому водопроводные линии при любых давлениях и температуре воды изготавливают из углеродистых сталей. При температурах выше 450° , но не более $570-580^{\circ}$ используются низколегированные перлитные стали, содержащие молибден, хром, ванадий. При более высоких температурах применяются стали аустенитного класса, содержащие значительные количества хрома и никеля и некоторые другие элементы. Стали аустенитного класса необходимы при особо высоких температурах среды, поскольку перлитные стали при этих условиях резко теряют свои прочностные свойства, в первую очередь жаропрочность. Аустенитные стали дороже легированных перлитных в 2-2,5 раза и, кроме того, очень чувствительны ко всяким нарушениям их механической и термической обработки и эксплуатации трубопроводов [5].

Для трубопроводов высокого и сверхвысокого давления трубы изготавливаются по специальным техническим условиям из сталей 20, 15ГС, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф. Трубы имеют толщину стенки до 80 мм.

Электросварные трубы со спиральным швом разрешается применять только на прямых участках трубопроводов. Из них не разрешается изготавливать фасонные части.

Трубы из нержавеющей стали применяются в системах химводоочистки для трубопроводов с коррозионной средой. Эти трубы изготавливаются из сталей марок 08Х18Н10, 12Х18Н9, 12Х18Н10Т и др.

В системах химводоочистки для трубопроводов, по которым транспортируется агрессивная среда (растворы кислот, осветлённая вода), во избежание их быстрого выхода из строя в результате коррозии применяют также стальные трубы, на внутреннюю поверхность которых наносится специальное защитное

покрытие резиной или лаками, или же трубы из пластмасс.

В настоящее время в системах химводоочистки применяются трубы из винилпласта - НПВХ, из полиэтилена высокой плотности - ПВД и из полиэтилена низкой плотности - ПНП.

Пластмассовые трубы имеют следующие преимущества по сравнению с металлическими: кислотоупорность, высокую стойкость против коррозии, небольшую массу, простоту обработки. Например, трубы из ПВД на 40% легче труб из НПВХ и в 8 раз легче стальных труб.

Недостатком пластмассовых труб является значительная потеря прочности при высоких температурах, поэтому предел их применения по температуре среды ограничен.

6. Типы и размеры труб, применяемых для стационарных трубопроводов

В зависимости от свойств, температуры и давления транспортируемой среды применяют трубы из различных материалов. Номенклатура труб, изготавливаемых промышленностью, очень велика и характеризуется наружным диаметром D_n и толщиной стенки S . При выборе трубы ее размеры определяются расчетом. Диаметр трубы зависит от количества протекаемой среды и скорости ее протекания в трубопроводе, а толщина стенки - от механической прочности материала при заданных температуре и давлении среды в трубопроводе и диаметра трубопровода.

Следовательно, труба при одном и том же наружном диаметре D_n может иметь различные внутренние диаметры $D_{вн}$. Для унификации диаметров труб, фасонных частей, арматуры и фланцев введено понятие «условный проход», имеющий обозначение D_u . Под условным проходом труб, фасонных частей, фланцев и арматуры следует понимать номинальный внутренний диаметр, выраженный целым числом. ГОСТ 355-67 устанавливает следующие условные проходы труб, фасонных частей арматуры и фланцев: 6, 8, 10, 15, 20, 25, 32, 40, 50, 65, 80, 100, 125, 150, 175, 200, 225, 250, 300, 350, 400, 450, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1200, 1400, 1600, 1800, 2000, 2200, 2400, 2600, 2800, 3000, 3200, 3400, 3600, 3800, 4000 мм.

По методу изготовления стальные трубы разделяют на бесшовные, изготовленные из сплошной заготовки, и сварные, изготовленные из листовой стали. Бесшовные трубы подразделяются на горячекатаные (ГОСТ 8732-70), теплотянутые, холодотянутые и теплокатаные (ГОСТ 8734-70).

ГОСТ 8732-70 предусматривает изготовление труб диаметром от 25 до 820 мм, длиной от 4 до 12,5 м, а ГОСТ 8734-70 - холодноотянутых и холоднокатаных труб диаметром от 1 до 200 мм, длиной от 1 м до 9 м.

В настоящее время промышленность изготавливает бесшовные трубы диаметром от 42 до 465 мм. Для изготовления стационарных трубопроводов высокого давления применяются бесшовные трубы, а для трубопроводов низкого давления - бесшовные и сварные.

Промышленностью поставляются сварные трубы с прямым швом наружным диаметром от 426 до 1620 мм, длиной от 2 до 10 м из углеродистой стали.

Сварные трубы большого диаметра изготавливаются также из низколегированных сталей.

Трубы стальные водогазопроводные изготавливаются сварными или бесшовными из мягкой стали условным проходом от 6 до 150 мм, длиной от 4 до 12 м. Трубы поставляются как оцинкованные так и неоцинкованные с резьбой на обоих концах, с муфтой, накрунутой на один конец, и гладкими концами. Все трубы изготавливаются заводами по техническим требованиям соответствующих ГОСТ и технических условий заводов-изготовителей.

Размеры труб и допускаемые отклонения должны соответствовать техническим требованиям ГОСТ.

В зависимости от условий работы трубопроводов и предъявляемых требований трубы подвергаются технологическим испытаниям на раздачу, сплющивание, бортование, а также гидравлическому испытанию. Трубы всех видов, работающие под давлением, должны выдерживать испытательное гидравлическое давление, МПа, определяемое по формуле:

$$p = \frac{200S\sigma_{\text{доп}}}{D_n - 2S}$$

где S - минимальная толщина стенки трубы, мм; $\sigma_{\text{доп}}$ - допускаемое напряжение, равное 40% временного сопротивления разрыву для данной марки стали, МПа; D_n - наружный диаметр, мм.

По требованию потребителя трубы из стали марок 10, Ст2сп, 20, Ст4сп, ВКСт4сп, ВМСт4сп и 15ХМ в зависимости от условий работы должны выдерживать одно или несколько технологических испытаний.

Специальные требования к трубам устанавливаются отдельными стандартами или техническими условиями.

На трубах, поставляемых в необработанном виде, для определения марки стали наносятся цветные полосы по всей длине следующих цветов:

Марка стали	Цвет маркировки
20	зеленый
15ГС	коричневый
12ХМ	фиолетовый
12Х1МФ	красный
15Х1М1Ф	белый
12Х2МФСР	синий
Х18Н12Г	черный
Х18Н10Т	черный + белый
1Х11В2МФ	черный + синий

7. Определение диаметра и толщины стенки труб

Каждый трубопровод рассчитывают на пропускную способность, исходя из допускаемого падения давления при заданной конфигурации и длине трубопровода, а также принятых скоростей движения среды в трубопроводах.

Падение давления в трубопроводах определяют, исходя из следующих величин: условных проходов трубопроводов, допускаемых скоростей среды, коэффициентов трения, зависящих от критерия Рейнольдса и степени шероховатости труб, развернутой длины участка трубопровода, плотности протекающей среды, разности геодезических высот в начале и в конце трубопровода и местных сопротивлений деталей трубопровода.

Условные проходы труб принимают по сортаменту. Скорость движения среды, при расчете трубопроводов принимается для следующих видов трубопроводов равной, м/с:

Паропроводы свежего пара от парогенераторов к турбинам:

- сверхвысокого давления: 40 – 50;
- высокого давления: 40 – 60;
- повышенного среднего давления: 40 – 70.

Прочие паропроводы:

- низкого давления: 40 – 70;
- насыщенного пара: 20 – 40;
- подвода пара к РОУ: 60 – 90;
- выхлопные: 20 – 30.

Водопроводы, работающие под действием насосов:

- питательные трубопроводы парогенераторов: 2,5 – 4;
- конденсатопроводы: 2 – 3.

Вспомогательные трубопроводы химически очищенной воды (технической и смывных вод): 2—3.

Водопроводы, работающие без давления:

- всасывающие к насосам всех назначений: 0,6 -1,5;
- свободного слива перелива и т. п.: 1 – 2;
- дренажные и продувочные трубопроводы: 15 – 30;
- трубопроводы вязких веществ (масло, мазут и др.): 1 – 2;
- трубопроводы сжатого воздуха и других газов: 10 – 20.

При малых диаметрах труб следует принимать меньшие скорости, а при временной и периодической работе трубопроводов большие скорости.

Задаваясь скоростью среды, можно определить внутренний диаметр трубопроводов по формуле, м:

$$D_v = \sqrt{\frac{4G}{\pi\omega\rho}},$$

где G - расход среды, кг/с; ρ - плотность среды, кг/м³; ω - скорость среды, м/с.

После найденного внутреннего диаметра трубопровода, а затем и толщины стенки по сортаменту на трубы принимаем трубу ближайшего диаметра и толщины.

Для определения толщины стенки трубы необходимо произвести расчет трубопровода на механическую прочность. Расчет производится на основную и дополнительную нагрузку.

Основной нагрузкой является внутреннее давление среды в трубопроводе. Дополнительными нагрузками являются: внешние нагрузки (собственная масса трубопровода и ветровая нагрузка) и нагрузки, возникающие при компенсации тепловых удлинений (изгибающий и крутящий моменты, силы упругой деформации, силы трения в подвижных опорах и сальниковых компенсаторах).

В условиях монтажа при замене труб производится проверка заданной толщины стенки трубы по допускаемым напряжениям от внутреннего рабочего давления среды при максимальной температуре стенки.

Толщина стенки бесшовных труб, подбирается в соответствии с внутренним давлением, диаметром труб и механической прочностью металла при максимальной температуре стенки трубы в рабочем состоянии трубопровода и определяется по формуле:

$$S \geq \frac{pD_n}{230\sigma_{\text{доп}} + p} + C.$$

Для сварных труб расчет на прочность производится по формуле:

$$S \geq \frac{pD_n}{230 \sigma_{\text{доп}} + p} + C.$$

Значение допускаемого внутреннего давления, МПа, для данных труб определяется по формуле

$$p \leq p_{\text{доп}} = \frac{230(S - C)}{D_n - (S - C)} \sigma_{\text{доп}},$$

где S - толщина стенки трубы, мм; p - давление среды в трубах, МПа; D_n - наружный диаметр трубы, мм; C - прибавка к расчетной толщине стенки трубы, мм; $\sigma_{\text{доп}}$ - допускаемое напряжение при рабочей температуре, МПа; φ — коэффициент прочности сварного шва, принимаемый до настоящего времени равным 0,8. Для стыков, сваренных с подкладным кольцом, $\varphi=0,9$.

При расчетной толщине стенки труб $S_{\text{расч}} \leq 6$ мм прибавка, зависящая от технического допуска на толщину стенки труб, принимается равной 1 мм, а для труб с $S_{\text{расч}} > 6$ мм прибавка C , мм, подсчитывается по формуле:

$$C = A_1 S_{\text{расч}}.$$

В зависимости от значения технологического допуска на толщину стенок труб A_1 принимается:

A_1	Допуск, %
0,2	± 15
0,15	± 10
0,1	± 5

При допусках, отличающихся от приведенных, коэффициент A_1 определяется путем линейной интерполяции и принимается равным 0,05.

Прибавка C сварных труб в зависимости от толщины стенки принимается равной:

C , мм	S , мм
0,5	<6
0,6	6-8
0,8	>8

Во всех случаях расчета труб прибавка C должна приниматься не менее 0,5 мм.

Так как приведенные уравнения для расчета толщины стенки учитывают только внутреннее давление и температуру среды и не учитывают массовые нагрузки, термические напряжения и другие внешние нагрузки, то при проектировании трубопроводов, после подбора диаметра и толщины стенки труб, производят общий расчет прочности трубопровода с учетом всех действующих сил и нагрузок и устанавливают их влияние на напряжение в материале труб.

Увеличение толщины стенки сверх расчётной с учётом коррозии для стальных труб, работающих при $p_v \leq 10$ и предназначенных для транспортирования среднеагрессивных продуктов приведены в таблице 3.

Таблица 3.

Увеличение толщины стенки, с учётом коррозии труб ($p_v \leq 10$ МПа), мм

D_v , мм	Углеродистая сталь	Легированная сталь
10-40	1,5-2	-
50-100	3,5-4,5	1,5-3,5
≥ 125	4-5	3-6

8. Фасонные части трубопроводов

К фасонным частям трубопроводов относятся: отводы (колена), переходы, тройники и развилки (рис. 1). Согласно ГОСТ 355-67 все фасонные части трубопроводов унифицированы по диаметрам и имеют те же условные проходы, что и трубы, изготавливаются на те же параметры, что и трубопроводы.

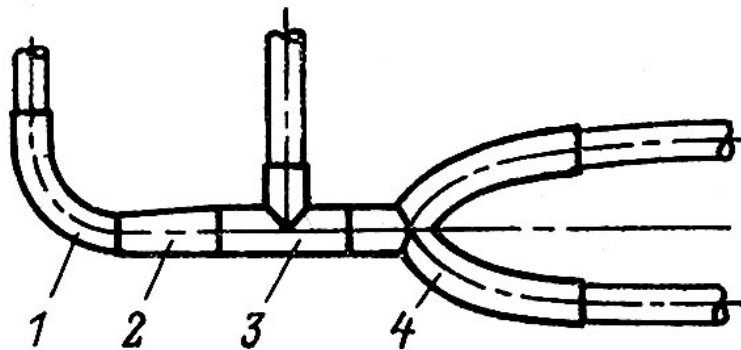


Рис. 1. Фасонные части трубопроводов:
1-отвод; 2-переход; 3-тройник; 4-развилка.

Отводы (колена) служат для изменения направления потока среды. По способу производства они подразделяются на штампованные, штампованные, литые, гнутые (в виде гйба трубы) и сварные (секторные) с разными углами поворота. Крутоизогнутые отводы (колена), как правило, изготавливаются штампованными, штампованными, литыми и имеют меньший радиус гйба, чем гнутые. К крутоизогнутым отводам относится и часть гнутых отводов трубопроводов высокого давления с отношением $R/D_n < 3,5$. По Правилам Госгортехнадзора РФ при заводском изготовлении эти отводы могут использоваться для трубопроводов всех категорий.

Отводы гнутые в виде гйбов труб с разными углами поворота применяются для трубопроводов как высокого, так и низкого давления. Радиус гйба труб по нейтральной линии рекомендуется принимать не менее 3,5 значения номинального наружного диаметра. Минимальная длина прямого участка трубы после радиуса гйба выбирается по условиям закрепления трубы в процессе ее гнутья. Гидродинамическое сопротивление гнутого отвода меньше, чем крутоизогнутого.

В зависимости от параметров транспортируемой среды и диаметра трубопровода гнутые отводы могут изготавливаться из тех же труб, что и основной трубо-

провод, или же из труб усиленных, т. е. с большей толщиной стенки. Это обусловливается утонением стенки трубы в процессе ее гнутья, а иногда и требованием выдержать определенную овальность. Для трубопроводов с $p_y \leq 4$ МПа гнутые отводы могут изготавливаться на станах с нагревом токами высокой частоты (ТВЧ). В этом случае радиусы гибов отводов уменьшаются и возможно выполнение гибов одной трубы в разных плоскостях.

Сварные отводы изготавливаются из отдельных секторов, вырезанных из труб или сваренных из листов, с различными углами скоса, зависящими от требуемого угла поворота и количества секторов отвода. По Правилам Госгортехнадзора сварные отводы допускается применять для трубопроводов 3-й и 4-й категорий. Как правило, сварные отводы изготавливаются из тех же труб, что и трубопровод. Однако для трубопроводов диаметром более 500 мм в зависимости от условного давления на внутренней стороне сектора отвода возникают такие напряжения, что требуется увеличение толщин их стенок. Конфигурация сварных отводов выбирается в зависимости от конфигурации трубопровода с учетом его гидродинамического сопротивления.

Тройники и развилки служат для отвода части транспортируемой трубопроводом среды к другому потребителю (элементу схемы).

При присоединении (врезке) ответвляемого трубопровода к основному сечению последнего в месте врезки развилки ослабляется отверстием. Соединение трубопроводов, для которого это ослабление компенсируется имеющимся запасом прочности основного трубопровода (например, при сравнительно малых диаметрах ответвляемого трубопровода или в случае, если толщина стенки основного трубопровода имеет сравнительно большой запас прочности по расчету на внутреннее давление), выполняется непосредственной врезкой трубы в трубу без специальных усиления. Развилки, для которых ослабление основного трубопровода врезаемым ответвлением не компенсируется запасом прочности его труб, должны выполняться при помощи специальных усиления. Эти усиления в зависимости от условного давления, марки стали и диаметров соединяемых труб могут выполняться в виде накладок в месте сварки трубы в трубу, усиленных штуцеров, а иногда одновременно тем и другим способом. Такие усиления обычно применяются для трубопроводов низкого давления. Для трубопроводов высокого давления усиление достигается за счет применения толстостенных тройников. Усиления в виде тройниковых соединений для стационарных трубопроводов как высокого, так и низкого давления стандартизированы и выполняются в виде отдельных деталей. Тройники выпускаются равнопроходными, когда основной и ответвляемый трубопроводы имеют одинаковые диаметры, и переходными, когда эти диаметры разные. В зависимости от пара-

метров среды и технологии изготовления тройники выполняются штампованными, коваными, литыми и сварными.

Переходы применяются для изменения сечения трубопровода, т. е. для соединения между собой труб различных диаметров. Переходы между трубами разных диаметров выполняются концентрическими и эксцентрическими.

Для трубопроводов низкого давления переходы выполняются сварными листовыми на p_y 1, 1,6 и 2,5 МПа для D_y от 50 до 1400 мм. Возможно также применение для этих трубопроводов штампованных переходов. Кроме того, для трубопроводов низкого давления разработаны сварные лепестковые переходы, в которых из конца трубы вырезают определенного размера клинья, затем конец обжимают и клинья трубы сваривают между собой. Эти переходы рассчитаны на p_y 1,0 и 1,6 МПа для D_y от 150 до 1400 мм. Однако лепестковые переходы следует применять только при отсутствии листовых и штампованных переходов.

Для трубопроводов высокого давления применяются переходы точеные, ковано-точеные и изготовленные обжатием или осадкой бесшовных труб.

9. Трубопроводная арматура

Арматура представляет собой органы управления и служит для перекрытия или регулирования параметров потока среды в трубопроводах. Конструкция арматуры зависит от параметров среды, для которой она предназначена, и диаметра трубопровода. В зависимости от назначения арматура подразделяется на: запорную, регулирующую, предохранительную, контрольную и группируется в следующие четыре класса [6].

Первый класс - арматура запорная, служит для периодического включения или отключения потока среды. Запорная арматура предназначена только для полного закрытия или открытия потока среды и может находиться только в полностью закрытом или открытом положении. К запорной арматуре относятся вентили, задвижки, краны, поворотные затворы.

Второй класс - арматура регулирующая и дросселирующая, служит для изменения или поддержания в трубопроводе или резервуаре параметров среды и ее расхода. Регулирующая арматура предназначена только для регулирования количества среды, протекающей через нее, и в качестве запорной арматуры служить не может. В качестве регулирующей и дросселирующей арматуры применяют регулирующие вентили, клапаны игольчатые, дросселирующие устройства, регуляторы питания, регуляторы уровня, конденсатоотводчики.

Третий класс - арматура предохранительная, служит для защиты резервуара или трубопровода от чрезмерного повышения давления, а также для пре-

дотвращения обратного потока среды. Типичные представители предохранительной арматуры - предохранительные клапаны, аварийные клапаны, импульсно-предохранительные устройства, состоящие из импульсного вспомогательного и предохранительного главного клапана, обратные клапаны, предназначенные для автоматического прекращения прохода среды в обратном направлении.

Четвертый класс - арматура контрольная, служит для контроля наличия среды или уровня среды в трубопроводах, сосудах и оборудовании. Типичные представители контрольной арматуры - пробные и спускные вентили (или краны), указатели уровня.

Каждый класс в зависимости от принципа действия арматуры подразделяется на две группы: приводная арматура, приводимая в действие при помощи привода (ручного, механического, электрического, электромагнитного, гидравлического, пневматического и др.), и автоматическая арматура, приводимая в действие автоматически, непосредственно потоком рабочей среды или изменением ее параметров. Классы и группы арматуры подразделяются на типы согласно таблице 4.

По роду рабочей среды арматура делится на паровую, водяную, газовую и воздушную. Рабочая среда существенно влияет на конструкцию арматуры и на марки металла, из которого она изготавливается.

По направлению потока среды арматура делится на проходную, в которой направление потока, выходящего из арматуры, совпадает с направлением входящего потока, и на угловую, в которой указанные направления не совпадают (обычно угол между ними составляет 90°). Предохранительные клапаны выполняются обычно угловыми.

По способу изготовления основных частей (корпуса и крышки) арматура делится на литую, штампованную (или ковную) и сварную. Литая арматура в свою очередь делится на стальную, чугунную и из цветных металлов.

Штампованная (кованая) арматура применяется при малых диаметрах прохода, когда производство литых корпусов из-за малых размеров и фасонного характера литья отличается исключительно большим процентом брака. Литая арматура для теплосиловых установок изготавливается в основном стальной.

Чугунная арматура для трубопроводов на электростанции применяется в соответствии с правилами Госгортехнадзора согласно таблице 5. Соединение чугунной арматуры с элементами трубопровода должно выполняться на фланцах.

Сварная арматура (точнее сварные корпуса) находит применение в отдельных случаях при сверхвысоких параметрах, когда нет уверенности в качестве

литья. В этом случае части корпуса изготавливаются штамповкой или ковкой и свариваются между собой.

По способу присоединения арматуры к трубам и оборудованию арматура делится на фланцевую, муфтовую, цапковую и приварную.

Таблица 4.

Классификация арматуры

Класс	Группа	Тип арматуры
I. Запорная арматура	Приводная	Краны Вентили Задвижки
II. Арматура регулирующая	Приводная Автоматическая	Поворотные затворы Регулирующие вентили Регулирующие клапаны Регуляторы уровня Конденсатоотводчики
III. Арматура предохранительная и защитная	Автоматическая	Предохранительные клапаны Обратные клапаны
IV. Арматура контрольная	Приводная Автоматическая	Пробные и спускные вентили Указатели уровня

Таблица 5.

Область применения чугунной арматуры

Давление среды (условное), МПа	Температура среды (не выше), °С	Условный проход (не более), мм	ГОСТ и марка чугуна
1,6	300	80	ГОСТ 1215-59 (не ниже марки кч-30-б)
1,0	200	300	ГОСТ 1412-70 (не ниже марки 4-15-32)
0,6	120	600	
0,25	120	1600	

Фланцевая арматура характеризуется наличием фланцев на входе среды в арматуру и на выходе из нее.

Муфтовая арматура имеет внутреннюю резьбу на входном и выходном патрубках, при помощи которой арматура присоединяется к нарезанному на наружной поверхности концу трубы.

В цапковой арматуре имеется наружная резьба на входном патрубке, с помощью которого арматура вворачивается в резьбу на конце трубы.

Приварная арматура характерна тем, что торцы обеих ее патрубков обрабатываются под сварку с трубами.

Резьбовая (муфтовая и цапковая) арматура применяется при низких параметрах среды и малых диаметрах прохода.

Таким образом, в современных энергетических установках используются только приварная и фланцевая арматура.

Приварная арматура в области высокого давления среды почти полностью вытеснила фланцевую по той причине, что в сварных стыках появление неплотных мест является весьма редким явлением, а как известно, неплотность фланцевых соединений - их основной недостаток. Для ремонта арматуры достаточно часто приходится вынимать ее из трубопровода. Эта операция при использовании приварной арматуры вызывает необходимость ее вырезки, что, естественно, является отрицательной особенностью. Очевидно, что к качеству конструкции, изготовления и эксплуатации приварной арматуры следует предъявлять особо строгие требования.

В зависимости от материала корпуса арматуры наружные необработанные поверхности (корпус, крышка, сальник) окрашиваются в отличительные цвета:

Сталь углеродистая	Серый
Сталь легированная.....	Синий
Сталь кислотостойкая и нержавеющая ...	Голубой
Чугун серый, ковкий и др.....	Черный

В зависимости от материала уплотнительных поверхностей деталей затвора арматура имеет следующую дополнительную окраску маховика или рычага:

Бронза или латунь	Красный
Сталь кислотостойкая и нержавеющая	Голубой
Сталь нитрированная или твердые сплавы ...	Фиолетовый
Баббит	Желтый
Алюминий.....	Алюминиевый
Резина.....	Коричневый
Эбонит	Зеленый
Пластмасса	Серый с синими полосками по периметру

Без колец.....Цвет окраски корпуса и крышки

Каждому типоразмеру арматуры присваивается шифр, состоящий из буквенных и цифровых обозначений.

Согласно принятому обозначению арматура имеет следующие четыре условные характеристики:

Первая характеристика в обозначении изделия указывает наименование арматуры в виде двух следующих цифр:

Спускной кран	10
Кран для трубопровода.....	11
Указатель уровня.....	12
Вентиль.....	14 и 15
Обратный подъемный и приемный клапаны.....	16
Предохранительный клапан.....	17
Редукционный клапан	18
Обратный поворотный клапан	19
Клапан, регулирующий давление или уровень.....	25
Задвижка	30 и 31
Затвор	32
Инжектор	40
Конденсатоотводчик	45

Вторая характеристика в обозначении арматуры указывается в зависимости от материала, применяемого для изготовления корпуса, а именно:

Сталь углеродистая.....	с
Сталь легированная и нержавеющая	нж
Чугун серый	ч
Чугун ковкий	кч
Бронза, латунь	б
Алюминий.....	а
Винипласт.....	вп
Пластмассы (кроме винипласта).....	п

Третья характеристика в обозначении - цифры, помещенные после букв, указывают на конструктивные особенности привода, в частности:

Механический привод с червячной передачей ...	3
Привод с цилиндрической передачей	4
Привод с конической передачей	5
Пневматический привод	6
Гидравлический привод	7
Электромагнитный привод	8

Электрический привод9

Четвертая характеристика в обозначении арматуры указывает материал, из которого выполнены уплотнительные поверхности:

Бронза, латуньбр

Кислотостойкая и нержавеющая сталь.....нж

Нитрированная стальнт

Арматура с уплотнительными кольцами, выполненными непосредственно на самом корпусе или затворе, имеет обозначения «бк» (без колец).

Если арматура имеет внутреннее покрытие, материал внутреннего покрытия обозначается: эмалирование - эм, освинцование - св, футерование пластмассой - п.

Условное обозначение изделия дополняется римской цифрой, указывающей различные варианты конструктивного исполнения основного вида изделия, а также выполнение его из другого материала.

Пример условного обозначения арматуры: 15кч22нж. Здесь 15 - вентиль, кч - корпус выполнен из ковкого чугуна, 22 - конструкция вентиля, нж - уплотнительные поверхности выполнены из нержавеющей кислотостойкой стали.

10. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов

Трубопроводы тепловых электростанций из-за теплообмена между транспортируемой средой и стенками труб при эксплуатации нагреваются и удлиняются. Поскольку трубопроводы имеют большую протяженность, их суммарное удлинение может достигать значительных величин.

Удлинение трубопровода при нагреве зависит от его геометрической длины, температуры среды, коэффициента линейного расширения материала трубопровода и определяется по следующей формуле, мм:

$$\Delta l = \frac{Lkt}{100},$$

где L - длина трубопровода, м; k - коэффициент линейного расширения 1 м трубы при нагреве ее на 100°C, $\times 10^2$ мм/(м·°C); t - температура среды, °C.

При неподвижном закреплении трубопровода в двух точках и его тепловом расширении в металле труб возникают напряжения. Усилия, возникающие при увеличении длины трубопровода и при отсутствии элементов, уменьшаю-

щих или воспринимающих эти усилия, достигают значительных размеров и могут привести к деформации или разрушению линии трубопровода.

Напряжение, возникающее в материале трубопровода при тепловом расширении, определяется по закону Гука:

$$\sigma = E i ,$$

где E - модуль упругости; i - относительное удлинение или сокращение первоначальной длины трубы, равное:

$$i = \sigma \Delta t ,$$

где Δt - величина изменения температуры стенки трубы.

Усилие, возникающее при изменении температуры в прямолинейном участке трубопровода, не имеющего компенсационных устройств, определяется по формуле:

$$P = E i F ,$$

где F - площадь поперечного сечения трубы.

Компенсация тепловых удлинений за счет упругого сжатия прямой трубы, закрепленной между двумя неподвижными опорами, не может быть применена из-за больших усилий, передаваемых на неподвижные опоры и элементы трубопровода. Значение этих усилий не зависит от расстояния между неподвижными опорами и определяется по формуле:

$$N = 0,76(D_H - S)S(t_p - t_0),$$

где D_H - наружный диаметр трубы; S - толщина стенки трубы; t_p - расчетная температура трубопровода; t_0 - температура, при которой трубопровод был закреплен в неподвижных опорах.

Пример: Усилие от трубы диаметром 245×20 мм на неподвижные опоры при $t = 540^\circ\text{C}$ и $t_0 = 0$ равно:

$$N = 0,76(245 - 20) \cdot 20 \cdot 540 = 1\,846\,800 \text{ Н.}$$

Как видно из приведенного примера, усилие, возникающее при изменении длины трубопроводов и при отсутствии элементов, уменьшающих или вос-

принимающих его, может привести к деформации или разрушению трубопровода. Поэтому трубопроводы вне зависимости от назначения и параметров должны быть спроектированы и смонтированы таким образом, чтобы они имели возможность расширяться и укорачиваться при охлаждении.

Тепловые расширения трубопроводов могут быть скомпенсированы эластичностью самого трубопровода. В случае, когда кроме прямых участков между неподвижными опорами имеются отводы, тепловые расширения трубопровода могут быть скомпенсированы отводами и компенсаторы не устанавливаются (рис. 2). Когда же прямые участки между двумя неподвижными опорами имеют значительную длину и недостаточную компенсацию, необходимо увеличивать гибкость линий этого участка путем выбора для него другой трассы с поворотами труб и применением отводов, изменения радиусовгиба труб или перенесения мест установки неподвижных креплений. Увеличение естественной гибкости является самым лучшим способом компенсации тепловых расширений трубопроводов.

Совершенно недопустимы подключения к главной магистрали прямых участков трубопроводов, которые не имеют самокомпенсации. При отсутствии гибкости в ответвлениях могут возникнуть опасные напряжения в местах подключения труб к главной магистрали. Ответвления от магистрали выполняются при помощи колен с большими радиусамигиба, они должны иметь длинные прямые участки, способные воспринимать тепловые удлинения за счет упругости этих участков.

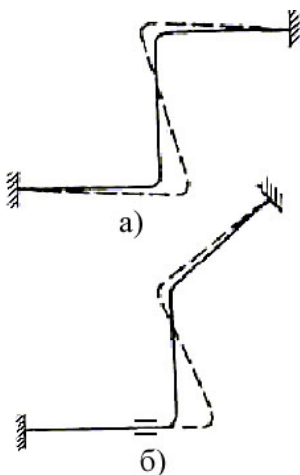


Рис. 2.

Самокомпенсация трубопроводов:

а - трубопровода, расположенного в одной плоскости; б - трубопровода, расположенного в пространстве.

При невозможности компенсировать тепловые удлинения трубопроводов за счет изменения трассы трубопровода устанавливают компенсаторы различных типов и конструкции в зависимости от параметров среды.

Компенсаторы не устанавливаются на трубопроводах, по которым транспортируется среда с температурой, не превышающей 80°C . Удовлетворительная работа указанных трубопроводов объясняется возможностью поглощения небольших тепловых удлинений за счет упругого сдвига прямых участков трубопровода и нежесткого его закрепления в опорах [2].

Ответвления от магистральных паропроводов всех параметров, как правило, выполняются так, чтобы они не препятствовали компенсации тепловых расширений магистралей.

В настоящее время для компенсации тепловых расширений трубопроводов применяют следующие типы компенсаторов:

1) П-образные компенсаторы из гнутых труб для любых давлений, температур и сред;

2) линзовые компенсаторы для параметров, не превышающих $0,7$ МПа и 300°C , в основном на участке, где необходимо компенсировать продольные изменения при подключении трубопроводов к оборудованию;

3) сальниковые компенсаторы для давлений, не превышающих $1,6$ МПа, и температур не более 300°C .

Для того чтобы правильно выбрать тип и размеры компенсатора, необходимо произвести расчет трубопровода на компенсацию, которая заключается в определении: величин напряжений, возникающих в трубопроводе при упругой компенсации температурных удлинений; опорных реакций и моментов; смещения оси трубопровода в промежуточных точках между неподвижными опорами и холодного натяга трубопровода.

Расчет компенсации производится проектной организацией при проектировании трубопровода.

П - образные компенсаторы (рис. 3) бывают трех типов, различающихся между собой по соотношению длины прямой вставки плеча p и длины прямой вставки вылета h (рис. 4). Компенсаторы первого типа имеют большой вылет $p=0,5h$, второго типа - средний вылет $p=h$, третьего типа - с малым вылетом $p=2h$.

Линзовые компенсаторы (рис. 5) применяются для компенсации тепловых удлинений прямых участков трубопроводов с использованием компенсаторов в качестве шарниров (рис. 6), а также осевой деформации участков ломаной трассы. Линзовые компенсаторы изготавливаются с одной, двумя и тремя линзами, с рубашкой или без рубашки. С большим числом линз они не применяются

из-за того, что их жесткость в поперечном направлении недостаточна. Рубашка ставится для уменьшения гидравлического сопротивления и приваривается к трубе со стороны входа среды.

Если компенсаторы воспринимают только осевые нагрузки, то они ставятся с рубашкой, а если работают на изгиб, то без рубашки и на них ставятся две тяги, располагаемые в плоскости, перпендикулярной плоскости поворота. Под гайки тяг (рис. 5, в) ставят по одной конической 1 и одной сферической 2 шайбе для того, чтобы гайки не препятствовали повороту компенсатора в поперечном направлении.

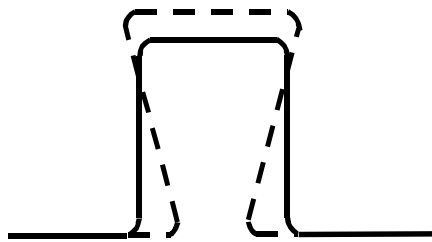


Рис. 3. Схема работы П-образного компенсатора.

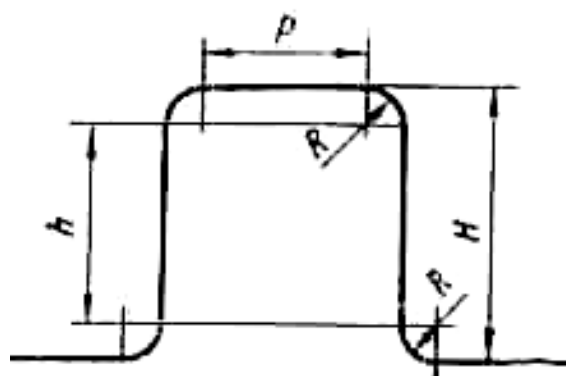


Рис. 4. Характерные размеры П-образных компенсаторов.

Линзовые компенсаторы в зависимости от диаметров трубопроводов и температуры протекающей среды применяются на давления [3]:

D_y , мм	t , °С	p , МПа
100 - 1400	≤ 300	0,6
100 - 400	200	0,7
700	< 200	0,4-0,5

Параметры среды и диаметры трубопроводов, на которых устанавливаются линзовые компенсаторы, могут быть увеличены при условии применения более прочных сталей для их изготовления. Компенсирующая способность однолинзового компенсатора составляет для D_y 200 мм - 16 мм, D_y 250 - 400 мм - 12 мм, D_y от 450 мм и выше - 10 мм.

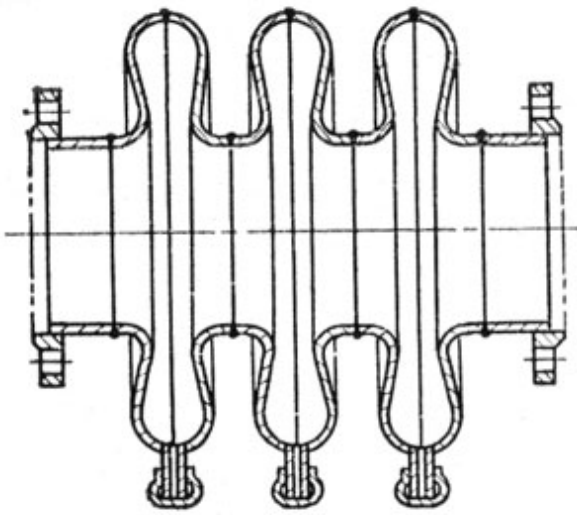
Линзовые компенсаторы удобны тем, что имеют небольшие габариты вдоль оси трубы и занимают мало места. Основными их недостатками являются малая компенсирующая способность, ограниченность применения по давлению и значительное сопротивление проходу среды. Они применяются обычно на циркуляционных трубопроводах, конденсатоотводах и паропроводах отбора пара.

Сальниковые компенсаторы (рис. 7) могут применяться на всех трубопроводах, не связанных со средами повышенной опасности. В теплоэнергетике они применяются в основном на теплофикационных и циркуляционных трубопроводах. Сальниковые компенсаторы бывают односторонние и двусторонние. Двухсторонние сальниковые компенсаторы имеют в 2 раза большую компенсирующую способность по сравнению с односторонними соответствующих условных диаметров. Пределы применения сальниковых компенсаторов этих видов приведены в таблице 6.

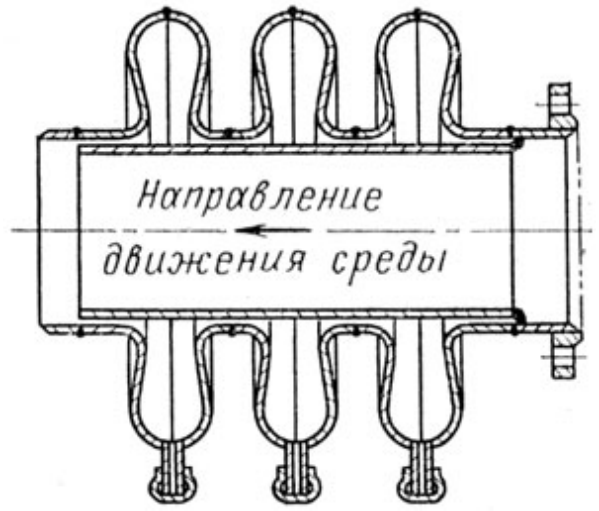
Расчетная компенсирующая способность сальниковых компенсаторов принимается за вычетом запаса на непредвиденные увеличения тепловых удлинений трубопроводов, которая для односторонних компенсаторов составляет [3]:

10 мм.....	D_y 200 мм
20 мм.....	D_y 300 мм
30 мм.....	D_y 400 мм

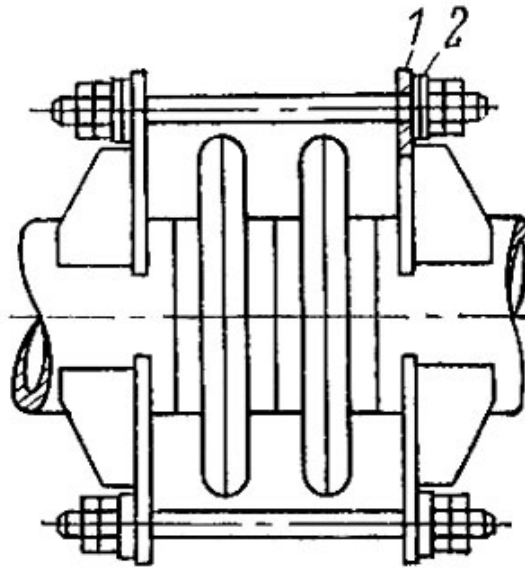
Для двусторонних компенсаторов запас принимается в 2 раза больше соответствующего запаса для одностороннего компенсатора.



а)



б)



в)

Рис. 5. Линзовые компенсаторы:
а – без рубашки; б – с рубашкой; в – со стяжками.

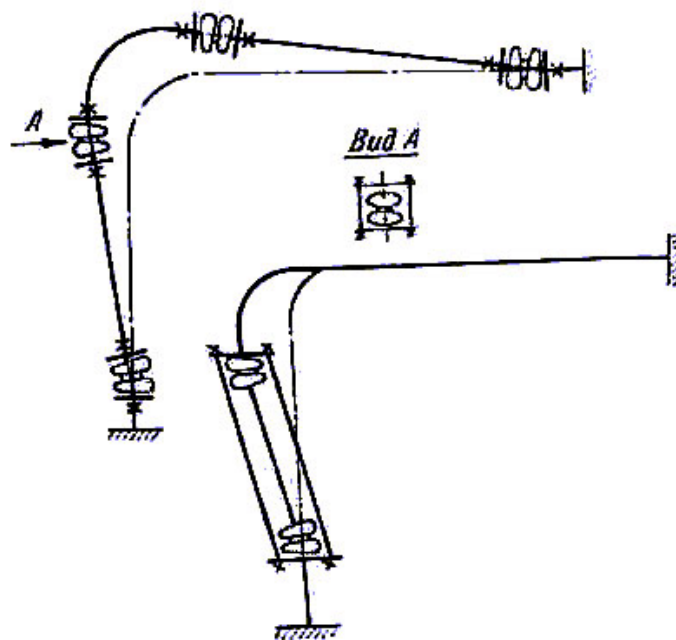


Рис. 6. Использование линзовых компенсаторов в качестве шарниров.

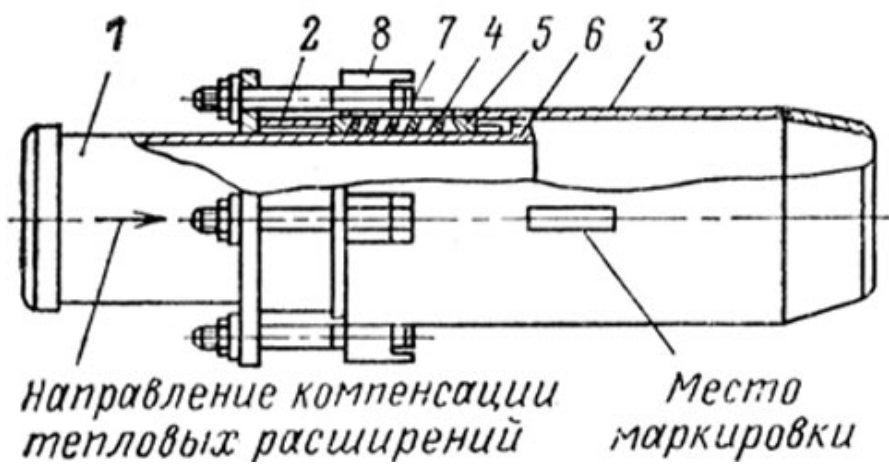


Рис. 7. Сальниковый односторонний компенсатор:
1 - труба; 2 - грундбукса; 3 - корпус; 4 - уплотнительное кольцо; 5 - контрбукса; 6 - ограни-
чительное кольцо; 7 - болт с Т-образной головкой; 8 - упор.

Таблица 6.

Пределы применения сальниковых компенсаторов

D _y , мм	p _y , МПа	p _{раб} (наибольшее) при температуре среды до, °С		
		200	250	300

Односторонние

100—350	1,6	1,6	1,5	1,3
400—700	2,0	2,0	1,8	1,6
800—1000	1,6	1,6	-	-

Двусторонние

100—150	1,6	1,6	1,5	1,3
400-700	2,0	2,0	1,8	1,6

Сальниковые компенсаторы имеют небольшие габариты и способны воспринимать значительные тепловые удлинения трубопроводов. Недостатками сальниковых компенсаторов являются ненадежность работы сальникового уплотнения и ограниченная область применения по давлению и температуре.

Неполадки в работе сальниковых компенсаторов происходят чаще всего из-за неправильной центровки элементов компенсаторов между собой и компенсаторов с трубами, а также небрежной установки направляющих опор и неравномерного износа деталей.

11. Соединения элементов трубопроводов

Соединения трубопроводов могут быть разъемными и неразъемными. Неразъемные соединения осуществляются с помощью сварки. Разъемные соединения разделяются на фланцевые и резьбовые.

В настоящее время основным видом соединения всех элементов трубопроводов между собой и подсоединения их к оборудованию являются сварные соединения. Данный вид соединения надежен в эксплуатации, прост по конструкции и обслуживанию.

Резьбовые соединения применяются только на трубопроводах, выполненных из газопроводных труб, в основном на трубопроводах технической воды, работающих при давлении до 1,6 МПа с D_y не более 100 мм.

Фланцевые соединения до освоения сварки были основным видом соединений всех категорий трубопроводов. В настоящее время фланцевые соединения в стационарных трубопроводах применяются либо в тех случаях, когда требуется иметь разъемный трубопровод (трубопроводы химводоочистки с антикоррозийным покрытием, маслопроводы турбины и др.), либо в случаях при-

соединения трубопровода к фланцевой арматуре, фланцевым измерительным устройствам и оборудованию, имеющему фланец. Фланцевые соединения – малонадежные элементы трубопроводов, особенно при высоких параметрах среды, поэтому где это возможно, их заменяют сварными соединениями.

Каждое фланцевое соединение состоит из фланцев, прокладки, болтов или шпилек с гайками и шайбами. Конструкция фланцевых соединений зависит от параметров транспортируемой среды по трубопроводу. Чем выше эти параметры, тем сложнее конструкция фланцевого соединения.

Работа фланцевого соединения основана на том, что между двумя фланцами устанавливается прокладка, которая сжимается жесткими фланцами, стягиваемыми при помощи болтов или шпилек. Прокладка заполняет все неровности на уплотняющей поверхности фланцев и тем самым создает плотное соединение, препятствующее выходу среды из трубопровода. Для трубопроводов с повышенным давлением среды фланцы выполняются с впадиной и выступом, между которыми зажимается прокладка. Эти поверхности обрабатываются более гладко, прокладки из мягких материалов выбираются более тонкими, а на металлических прокладках делается больше зубцов или гофр. Это исключает возможность выдувания прокладок из соединения. В транзитных трубопроводах применяются фланцы плоские приварные (дисковые) и приварные встык (воротниковые).

Плоские приварные фланцы (рис. 8) изготавливаются на условное давление до 2,5 МПа и температуру не выше 300⁰С.

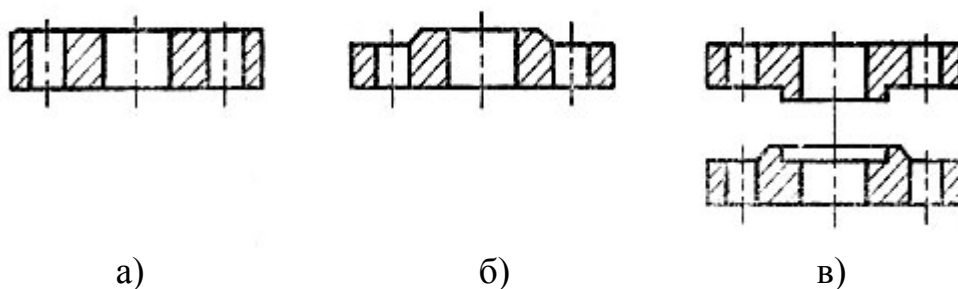


Рис. 8. Плоские приварные фланцы:
а - без выступа; б – с выступом; в – с выступом или впадиной.

У плоских приварных фланцев па условное давление 1,6 и 2,5 МПа на задней стороне, в месте приварки фланца к трубе, делается кольцевая фаска под углом 60° для повышения прочности сварного стыка. Поскольку у плоских

фланцев стык расположен в месте, испытывающем наибольшие напряжения при работе фланцевого соединения, то для более высоких давлений применяются фланцы приварные встык, у которых сварной стык расположен далеко от места концентрации напряжении. Основные типы фланцев приварных встык изображены на рисунке 9.

Количество отверстий под шпильки или болты во фланцах, и заглушках кратно 4 и равно 4, 8, 12, 16 и т. д.

При подборе размеров фланцев и заглушек по ГОСТ нужно иметь в виду, что они даны для каждого условного давления и что размеры фланцев на один и тот же условный диаметр, но для разных условных давлений могут отличаться. Например, фланец стальной приварной встык будет иметь на трубе с условным диаметром 800 мм при $p_y=0,6$ МПа, наружный диаметр 975 мм, при $p_y=1$ МПа 1010 мм, при $p_y=1,6$ МПа 1020 мм, при $p_y=2,5$ МПа 1075 мм.

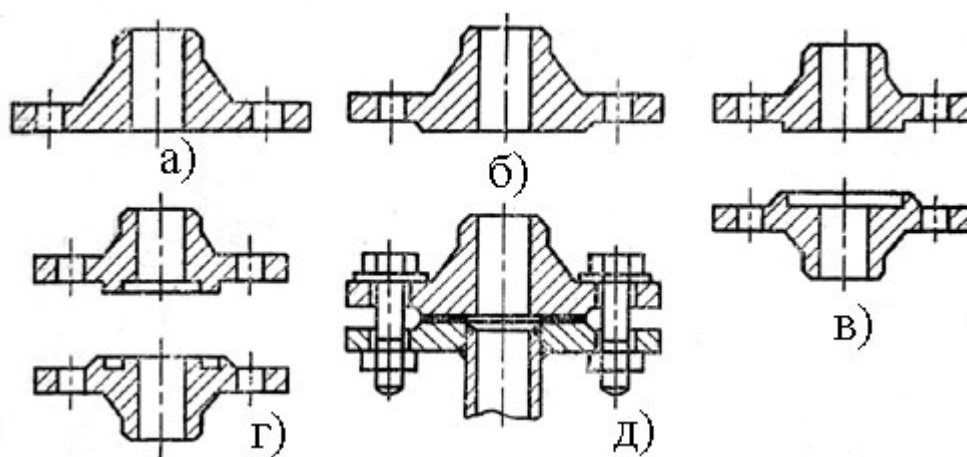


Рис. 9. Фланцы приварные встык:

- а - без выступа на условное давление 4 МПа и температуру до 450°C;
- б - с выступом; в - с выступом или впадиной на условное давление до 20 МПа и температуру до 530°C;
- г - с шипом или пазом на условное давление до 10 МПа и температуру до 530°C;
- д - для присоединения трубопроводов меньшего давления к арматуре, изготовленной на более высокое давление.

Для повышения плотности фланцевых соединений на зеркалах плоских фланцев вытачиваются концентрические канавки. Выступы и впадины па зеркалах фланцев обеспечивают правильное положение прокладки и препятствуют выдавливанию ее наружу. Если требуется обеспечить высокую плотность фланцевого соединения, применяют фланцы с уплотнительными поверхностями типа «шип - паз» (рис. 9, г), а при установке арматуры более высокого дав-

ления на трубопровод, имеющий меньшее давление, - специальные фланцы (рис. 9, д).

Для закрытия торца на конце трубопровода применяются фланцевые или приварные заглушки (рис. 10), а для отключения участков трубопровода, не законченных монтажом, или во время ремонта - поворотные заглушки (рис. 10, г).

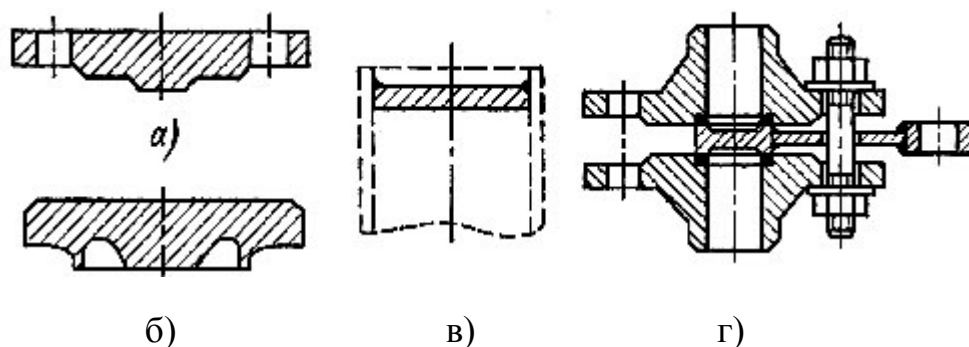


Рис. 10. Типы заглушек:

а - фланцевые с соединительным выступом; б - приварные на высокое давление; в - приварные на низкое давление; г - поворотные.

Для фланцев и заглушек на условное давление до 2,5 МПа применяются болты и гайки, а на условное давление до 4,0 МПа и более используются шпильки. Длина болтов и шпилек выбирается с таким расчетом, чтобы их концы после затяжки выступали за гайку на две-три нитки резьбы. Шпильки имеют ряд преимуществ перед болтами: отсутствует концентрация напряжений, которая возникает у болтов в местах перехода стержня в головку; имеется возможность их установки в труднодоступных местах; обеспечивается более легкая разборка фланцевого соединения при заедании резьбы в гайке.

Шпильки должны изготавливаться с гладкой шейкой между участками резьбы, которая обеспечивает равномерную упругую вытяжку шпильки во всех сечениях. Шайбы под гайки ставятся для того, чтобы избежать задиранья между опорной поверхностью гайки и фланца при закручивании гаек. Шайбы изготавливаются из более мягкой стали.

Марки сталей, а также ГОСТ на технические требования для болтов, шпилек, гаек и шайб в зависимости от параметров среды, транспортируемой трубопроводами, должны применяться строго в соответствии с Правилами Госгортехнадзора.

Качество фланцевого соединения зависит от материала, применяемого для изготовления прокладок, и от степени пригонки фланцев друг к другу. Назна-

чение прокладок состоит в заполнении неровностей на поверхности фланцев и создании плотности.

При плохой пригонке фланцев происходит неравномерное зажатие прокладки, вследствие чего легко образуются неплотности. Для полного уничтожения неплотностей материал прокладки должен обладать удовлетворительной способностью к пластическим деформациям. К материалу прокладки предъявляются следующие требования:

1) он должен иметь достаточную прочность и жесткость для восприятия внутреннего давления и температурных удлинений трубопровода, так как при отсутствии данного свойства прокладка может быть выжата давлением;

2) быть устойчивым против разъедающего действия среды, протекающей через трубопровод;

3) быть стойким в отношении температуры.

В качестве материала прокладок фланцевых соединений в зависимости от от вида среды и ее параметров (давления и температуры) используются следующие вещества:

1) Паронит, состоящий из 65% волокна асбеста, 12% синтетического каучука, 10% графита, 5% каолина и 5% других минеральных примесей. Паронитовые прокладки перед установкой необходимо смочить в горячей воде и натереть разведенным на масле графитом, в противном случае прокладки сильно прилипают к фланцам и при снятии часто разрываются.

2) Листовая фибра, которая является хорошим прокладочным материалом для воды, бензина, керосина, минеральных масел и щелочей.

3) Лен, не содержащий костры и грязи, применяется для уплотнения стыков водопроводных линий. Обычно он применяется в виде плоских плетенок, пропитанных смесью свинцового сурика с вареным маслом.

4) Металлические прокладки, изготавливаемые из свинца, красной меди, алюминия, мягкой стали и нержавеющей стали.

Металлические прокладки бывают зубчатые и линзовые (рис. 11). Для трубопроводов электростанций применяются только зубчатые прокладки.

При затяжке фланцевого соединения с зубчатой прокладкой усилие воспринимается небольшой площадью зубцов, благодаря чему создается большое удельное давление, вызывающее смятие верхней части зубцов, чем обеспечивается плотность прилегания прокладки и поверхности зеркала фланца. Для уплотнения соединения крышки с корпусом в арматуре высокого давления ставятся также гофрированные штампованные прокладки, изготавливаемые из жести толщиной 0,3-0,5 мм с прослойкой из листового асбеста.

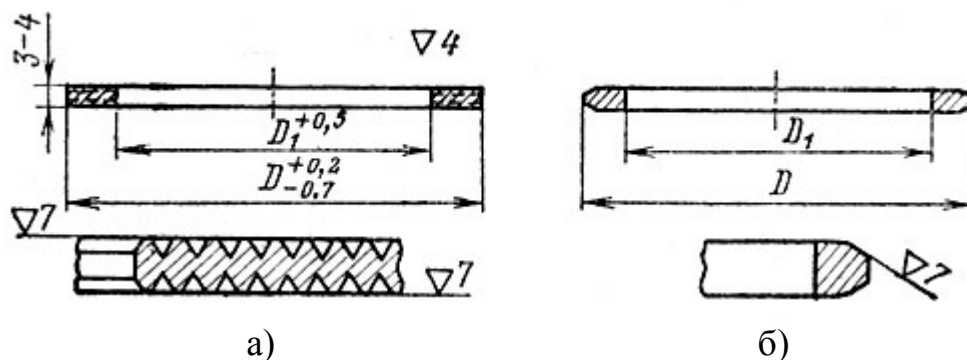


Рис. 11. Металлические прокладки: а - зубчатая; б - линзовая.

Стальные зубчатые прокладки применяются для условных давлений 6,4 - 40 МПа и условных диаметров трубопроводов от 20 до 450 мм. Зубчатые прокладки изготовляют из материала более мягкого, чем материал фланцев, так как при этом достигается лучшая плотность соединения. Обычно для их изготовления применяют сталь марок 10 и 15, нержавеющую сталь, никель.

12. Опоры и подвески трубопроводов

Надежная работа трубопровода во многом зависит от правильности выбора конструкции опор и подвесок и размещения их на трубопроводе.

Расстояние между опорами и подвесками определяется в проекте в зависимости от массы трубопровода и находящейся в нем среды, а также от жесткости трубы. Опоры и подвески должны воспринимать нагрузку от массы трубопровода, среды, находящейся в нем, тепловой изоляции, усилия от теплового удлинения трубопровода, вибрации и гидравлических ударов, которые могут возникать в процессе эксплуатации.

Опоры подразделяются на два основных типа: неподвижные и подвижные. Неподвижные опоры предназначены для жесткого закрепления трубопровода к строительным элементам зданий или к иным жестким точкам и воспринимают на себя усилия, возникающие в трубопроводе от теплового расширения, гидравлических ударов и вибрации. Опоры данного типа должны удерживать трубопровод от продольного перемещения и воспринимать скручивающие усилия. Неподвижные опоры (рис. 12) выполняются хомутовыми в приварными.

В хомутовых опорах труба закрепляется путем затяжки гаек на хомуте, в приварных трубах она приваривается к опоре. Хомутовые опоры включают в себя корпус 1 и хомут 2. Корпус приваривается к опорной конструкции 3. Удержание трубопровода от перемещения в продольном направлении обеспе-

чивается затяжкой хомутов и приваркой к трубе упоров 4, устанавливаемых вплотную к корпусу опоры.

Подвижные опоры (рис. 13), поддерживая трубопровод, в то же время позволяют ему перемещаться в случае удлинения трубопровода при его нагреве.

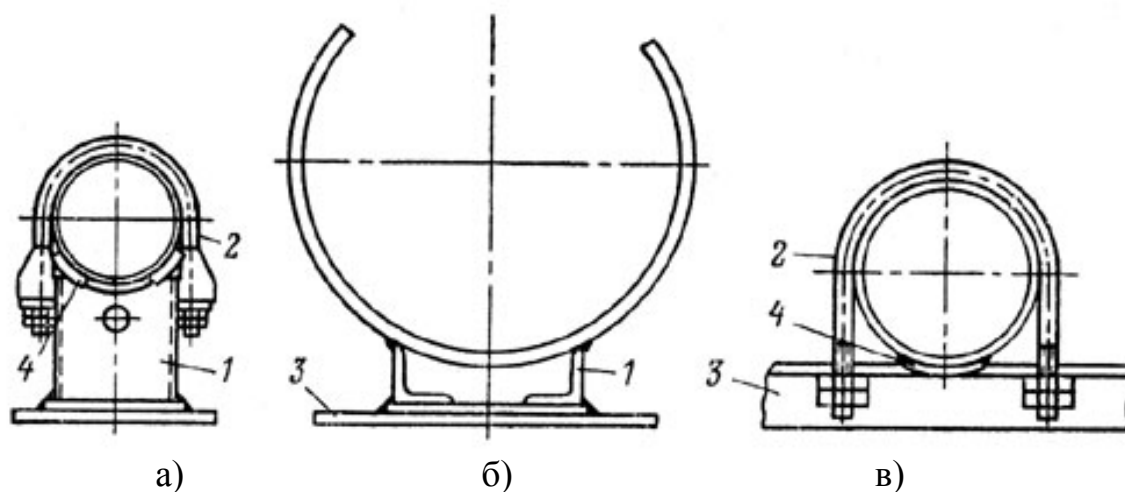


Рис. 12. Неподвижные опоры:

а - хомутовая с корпусом; б - приварная; в - хомутовая бескорпусная.

Опоры разделяются на горизонтальные и вертикальные в зависимости от расположения в пространстве соответствующих участков трубопровода.

Подвижные опоры разделяются также по признаку видов перемещений, которые допускаются конструктивными особенностями опор. По этому признаку возможна следующая классификация: скользящие опоры, обеспечивающие перемещение трубопровода в горизонтальной плоскости, катковые, обеспечивающие перемещение трубопровода вдоль оси и шариковые пружинные опоры, обеспечивающие перемещение в горизонтальной плоскости и в вертикальном направлении.

При помощи опор трубопровод разбивают на несколько участков, причем на концах каждого из этих участков устанавливают неподвижные опоры, а между последними – подвижные. Применение такой схемы дает ясное представление о величинах и направлениях расширения отдельных участков, благодаря чему появляется возможность выбрать и рассчитать компенсационное устройство, воспринимающее температурное удлинение. Подвижные опоры рассчитывают на соответствующую весовую нагрузку, а также на усилия, создаваемые трением при перемещении опоры. Неподвижные опоры рассчитывают на

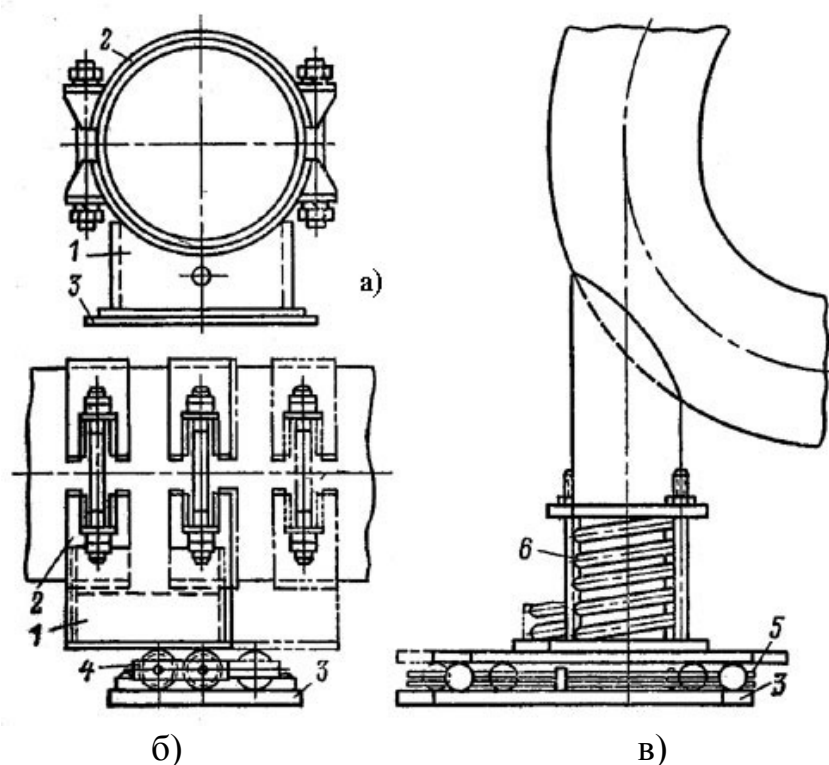


Рис. 13. Подвижные опоры:

а - хомутовая скользящая; б - катковая; в – шариковая пружинная;
 1 - корпус; 2 - хомут; 3 - опорная плита; 4 - обойма с катками, перемещающимися вдоль трубы; 5 - обойма шариковая; 6 - пружина.

весовую нагрузку и на те усилия, которые в них возникают при компенсации температурных расширений соответствующих участков. Кроме того, при расчетах необходимо учитывать усилия, возникающие от трения в подвижных опорах горизонтальных трубопроводов, либо в вертикальных участках трубопроводов в связи со сжатием или расширением пружин, широко используемых в подвижных опорах.

Подвески трубопроводов подразделяются, на два основных типа: жесткие и пружинные. Длина тяг подвесок регулируется при монтаже с помощью гаек 1 (рис. 14, а) или талрепа 2 (рис. 14, б).

Подвески могут крепиться к трубе через косынку 5, приваренную непосредственно к трубе (рис. 14, б), или через накладку 4 (рис. 14, а).

На трубопроводах для горячей среды применяются пружинные подвески, на трубопроводах для, холодной среды - жесткие. Если трубопровод имеет

большую массу, ставятся две пружины 5 на одном уровне (рис. 14, б). Для того чтобы подвеска не препятствовала перемещению трубопровода в горизонтальной плоскости при тепловом удлинении, на ней имеются шарнирные узлы 6.

На рисунке 15 изображены два типа подвесок для вертикальных трубопроводов. Тяги подвесок крепятся к трубам с помощью плавников или с помощью лап. В остальном устройство этих подвесок такое же, как и подвесок для горизонтальных трубопроводов.

Выбор пружин для опор и подвесок производится по двум характеристикам: величине компенсирующей способности и допускаемой нагрузке. По величине компенсирующей способности пружины подразделяются на две группы с максимальной величиной сжатия 140 и 70 мм.

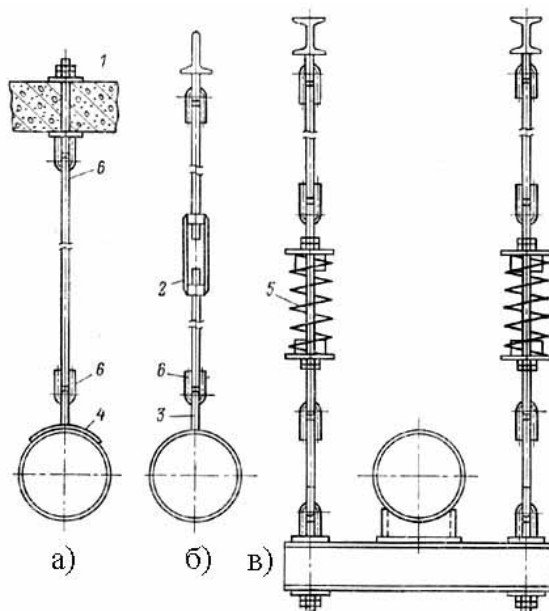


Рис. 14. Подвески для горизонтальных трубопроводов:
 а - жесткая с гайкой; б - жесткая с талрепом; в - пружинная.

На рисунке 16 изображены блоки пружин, применяемые в опорах и подвесках. В нижней опорной плите 1 имеются отверстия с резьбой, а в верхней плите 2 - гладкие (рис. 16, а) для установки монтажных шпилек, применяемых для предварительной стяжки пружин. К опорным плитам приварены направляющие стаканы 3, не допускающие прогиба пружин в поперечном направлении. Регулирование высоты пружины производится с помощью гаек 4.

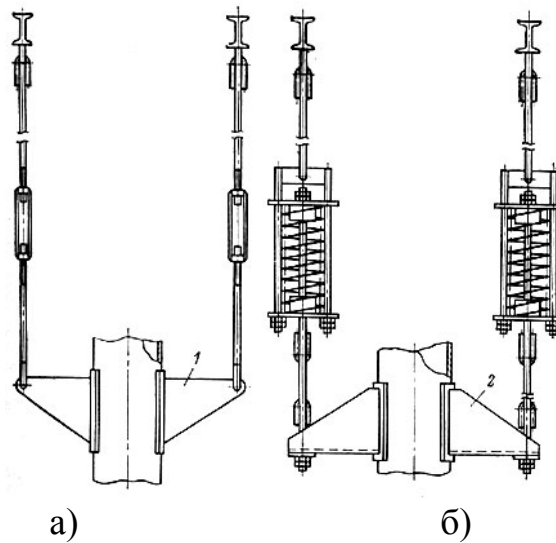


Рис. 15. Подвески для вертикальных трубопроводов:
 а – жесткая; б – пружинная с блоками пружин.

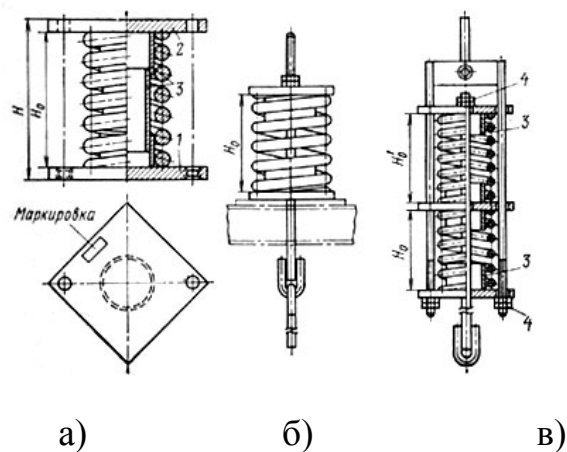


Рис. 16. Блоки пружин:
 а – для опор; б – одинарный для подвесок; в – двойной для подвесок.

13. Мероприятия по обеспечению надежной работы трубопроводов

Для обеспечения надежной работы трубопроводов необходимо, чтобы все элементы трубопровода были изготовлены из материалов согласно проекту трубопровода и выполнены технические условия на его изготовление и монтаж, согласно проекту установлены опоры и подвески, применены материалы, соот-

ветствующие параметрам среды, правильно установлена арматура, выдержаны уклоны трубопровода и дренажных устройств. Кроме того, трубопровод должен иметь прочную тепловую изоляцию без оголенных мест.

После окончания монтажа трубопровода необходимо правильно произвести его холодную растяжку, если она предусмотрена проектом.

Трубопровод не должен иметь заземлений в опорах и в местах прохода через стены и перекрытия, а также должен быть правильно произведен натяг пружин подвесок и опор.

Во время эксплуатации трубопровода параметры протекающей среды не должны превышать значений, указанных в проекте. Металл трубопроводов, транспортирующих среду с температурой 450°C и выше, должен систематически контролироваться по росту остаточных деформаций (ползучести), графитизации, структурных изменений.

При установке опор и подвесок особое внимание необходимо обратить на закладные детали, находящиеся в железобетоне. Эти закладные детали должны иметь прочное крепление к основной арматуре конструкции.

Особое внимание должно быть обращено на отсутствие заземлений в подвижных и направляющих опорах. Жесткие и пружинные подвески не должны препятствовать тепловому расширению и работать на разрыв. Это достигается за счет правильной их установки и выбора длины тяг. Должна быть обеспечена достаточная несущая способность неподвижных опор и трубопровод должен быть надежно в них закреплен.

При выполнении сварочных работ на ответственных узлах трубопроводов не рекомендуется сваривать стали разных структурных классов или значительно отличающихся по уровню легирования. Не следует приваривать трубы и детали трубопроводов к литым элементам корпусов арматуры и другого оборудования. Следует приваривать в заводских условиях к корпусам арматуры и другого оборудования патрубки, длина которых должна обеспечивать возможность проведения сварки и местной термообработки монтажных стыков. К патрубкам затем привариваются трубы.

Сварные соединения следует выполнять без резких изменений сечений, вызывающих концентрацию напряжений, отказываться от подкладных колец и широко внедрять аргоно-дуговую сварку корня шва, а при возможности весь шов желательно заварить аргоно-дуговой сваркой. В сварных стыках трубопроводов с толщиной стенки более 45 мм из сталей марок 12X1МФ, 15X1МФ из высокохромистых и аустенитных сталей при толщине стенки более 20 мм рекомендуется снимать усиление шва до плавного сопряжения с основным металлом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Глухенький Т.Е. Станционные трубопроводы, их изготовление и монтаж. - М.: Энергия, 1977. -414 с.
2. Есарев В.И. Компенсаторы для трубопроводов электростанций. -М.: Энергоатомиздат, 1983. -80 с.
3. Никитина И.К. Справочник по трубопроводам тепловых электростанций. - М.: Энергоатомиздат, 1983. -175 с. 4. Рудомино Б.В., Ремжин Ю.Н. Проектирование трубопроводов тепловых электростанций. -Л.: "Энергия", Ленингр. отд.-ние, 1970.
4. Смирнов Г.М. Трубопроводы тепловых электростанций: устройство и монтаж. -М.: Энергия, 1979. -95с.
5. Щепетильников М.И. Трубопроводы тепловых электрических станций: Учебное пособие / М.И. Щепетильников, В.И. Хлопушин; Иван. энерг. ин.-т им. В.И. Ленина, Кафедра тепловых электр. станций. -Иваново: [Б.и.], 1975. -112 с.
6. Каменицкая И.В. Арматура для трубопроводов тепловых электростанций. -М.: Энергия, 1977.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. Назначение и классификация трубопроводов.....	4
2. Факторы, влияющие на работу трубопроводов.....	8
3. Давления условные, рабочие и пробные.....	9
4. Влияние среды с температурой выше 450°С на металл трубопровода.....	10
5. Материалы, применяемые для изготовления трубопроводов.....	13
6. Типы и размеры труб, применяемых для стационарных трубопроводов.....	15
7. Определение диаметра и толщины стенки труб.....	17
8. Фасонные части трубопроводов.....	21
9. Трубопроводная арматура.....	23
10. Компенсация тепловых удлинений трубопроводов.....	28
11. Соединения элементов трубопроводов.....	36
12. Опоры и подвески трубопроводов.....	41
13. Мероприятия по обеспечению надежной работы трубопроводов.....	46
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	47

Калютик Александр Антонович

Сергеев Виталий Владимирович

**ТРУБОПРОВОДЫ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

Учебное пособие

Редактор ...

Технический редактор ...

Корректор ...

Директор Издательства

Свод. темплан 2003 г.

Лицензия ЛР № 020593 от 07.08.97

Сдано в набор ...
Печать офсетная.

Подписано в печать ...
Усл. печ. л. ...

Формат 60x84/16.
Уч.-изд. л. ... Тираж ...

Санкт-Петербургский государственный политехнический университет.
Издательство СПбГПУ, член Издательско-полиграфической
ассоциации вузов Санкт-Петербурга.
Адрес университета и издательства: 195251, Санкт-Петербург,
Политехническая, 29.