Т. Е. ГЛУХЕНЬКИЙ

СТАНЦИОННЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ, ИХ ИЗГОТОВЛЕНИЕ И МОНТАЖ



Т. Е. ГЛУХЕНЬКИЙ

СТАНЦИОННЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ, ИХ ИЗГОТОВЛЕНИЕ И МОНТАЖ

Издание второе, переработанное и дополненное

Допущено Министерством энергетики и электрификации СССР в качестве учебника для учащихся энергетических и энергостроительных техникумов.

МОСКВА · «ЭНЕРГИЯ» · 1977

6П2.22
Г 55
УДК [621.311.22:621.643.23] (075)

Глухенький Т. Е.

Г 55 Станционные трубопроводы, их изготовление и монтаж. Учебник для учащихся энергетических и энергостроительных техникумов. Изд. 2-е, перераб. и доп. М., «Энергия», 1977.

416 с. с ил.

В книге освещаются вопросы устройства, условий работы, изготовления деталей и монтажа трубопроводов тепловых электростанций. Рассмотрены вопросы организации и производства работ по изготовлению деталей трубопроводов к монтажу трубопроводов, а также вопросы ремонта трубопроводной арматуры. Особое внимание уделено контролю качества сборочных и монтажных работ.

Первое издание книги вышло в свет в 1965 г. Второе издание существенно переработано с учетом изменений, происшедших в оборудовании тепловых электрических станций.

Книга является учебником для студентов энергетических техникумов. Она полезна также для персонала электростанций и монтажных организаций.

Г $\frac{30303\text{-}266}{051(01)\text{-}77}$ 11-77 6П2.22

© Издательство «Энергия», 1977

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика Советского Союза развивается в основном за счет строительства мощных тепловых электростанций, оснащенных агрегатами большой единичной мощности, работающих на высоких и сверхвысоких параметрах среды.

Последние 10 лет ознаменовались развитием новой перспективной отрасли энергетики — атомной. В эксплуатации находятся мощные Нововоронежская, Белоярская, Сибирская, вступили в строй Ленинградская, Армянская и Кольская, строятся Курская, Чернобыльская, Смоленская, Ровенская, Южно-Украинская и Калининская, проектируется еще целый ряд крупных атомных электростанций.

Строительство мощных тепловых и атомных электростанций связано с применением большого количества трубопроводов. Объем работ по монтажу трубопроводов составляет около 20% общего объема монтажных работ. По трубопроводам тепловых и атомных электростанций транспортируются пар, вода, жидкое топливо, масла, энергетический газ, кислотная и щелочная среда, газы различного назначения.

Надежность работы тепловых и атомных электростанций в значительной степени определяется надежностью работы трубопроводов, которая в свою очередь зависит от того, насколько правильно спроектирован трубопровод, выбраны материалы и арматура, соблюдены технические условия при изготовлении и монтаже деталей трубопровода, от выполнения монтажа в соответствии с проектом, а также от правильной эксплуатации трубопроводов. Особенно высокие требования к надежности работы предъявляются к трубопроводам атомных электростанций. Они должны быть изготовлены и смонтированы с гарантийно высоким качеством, потому что недопустимы пропуски рабочей среды, а также исключен до-

ступ к этим трубопроводам для их осмотра и ремонта по условиям радиоактивности помещений.

Для того чтобы качественно изготовить и смонтировать трубопроводы, а также правильно их эксплуатировать, необходимо знать их устройство и условия работы по проекту, технические условия на их изготовление и монтаж, технологию и производство сварочных работ.

Необходимые технические требования содержатся в следующих основных нормативных документах по изготовлению, монтажу и эксплуатации трубопроводов.

1. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, утвержденные Госгортехнадзором СССР.

2. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования атомных электростанций, опытных и исследовательских реакторов и установок, утвержденные Госгортехнадзором СССР.

3. Правила безопасности в газовом хозяйстве, утвержденные Госгортехнадзором СССР.

4. Газоснабжение. Внутренние устройства. Правила производства и приемки работ СНиП III-Г.2.66.

5. Строительные нормы и правила СНиП III:

а) технологические трубопроводы. Правила производства и приемки работ СНиП III-Г.2.66;

б) технологические стальные трубопроводы. Нормы проектирования СНиП II-Г.14.62;

в) газоснабжение, наружные сети и сооружения. Нормы проектирования СНиП II-Г.14.62.

6. Производственные инструкции по монтажу трубопроводов Министерства энергетики и электрификации СССР.

7. Инструкции по ручной электродуговой сварке труб из углеродистых и низколегированных сталей Оргэнергостроя.

8. Основные положения по выполнению электросварочных работ атомных электростанций ОП 1513-72.

9. Правила контроля электросварочных работ атомных электростанций ПК 1514-72.

10. Технические условия на изготовление и монтаж трубопроводов.

11. Инструкция по наблюдению за ползучестью и структурными изменениями металла паропроводов и пароперегревателей, работающих при температуре пара 450°С и выше.

12. Нормы расчета элементов паровых котлов на прочность ЦКТИ и Госгортехнадзора СССР.

13. ОСТ и ГОСТ на трубы и фасонные детали трубопроводов.

14. Инструкции Министерства энергетики и электрификации СССР по хранению энергетического оборудования.

15. Инструкции по эксплуатации трубопроводов.

16. Правила техники безопасности и производственной санитарии при производстве ацетилена, кислорода и газопламенной обработке металла, утвержденные ЦК профсоюза рабочих машиностроения 2 апреля 1963 г.

Трубопроводы давлением свыше 2,2 МПа, а также трубопроводы турбинные и маслопроводы вне зависимости от давления среды в них изготовляются котлостроительными заводами по специальным техническим условиям, заказ на их изготовление размещается проектной организацией совместно с дирекцией строящейся электростанции.

Трубопроводы давлением до 2,2 МПа изготовляются заводами монтажных организаций и монтажными организациями на строительстве тепловых электростанций также по техническим условиям. Заказы на изготовление этих трубопроводов размещают дирекции строящихся электростанций.

В настоящей книге рассмотрено изготовление трубопроводов только на базовых монтажных участках. Книга составлена в соответствии с утвержденной программой по предмету «Станционные трубопроводы, их изготовление и монтаж» для техникумов, готовящих специалистов средней квалификации по монтажу трубопроводов.

В основу книги положены вышеперечисленные нормативные документы и правила.

Из-за малого объема книги в ней освещены только некоторые специфические вопросы изготовления и монтажа трубопроводов атомных электростанций.

Все замечания читателей в части дальнейшего улучшения книги автор примет с благодарностью и учтет все полезные пожелания. Замечания прошу направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, изд-во «Энергия».

Глава первая

УСТРОЙСТВО СТАНЦИОННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

1-1. КЛАССИФИКАЦИЯ СТАНЦИОННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

По назначению станционные трубопроводы тепловой электростанции классифицируются по следующим группам:

Главные паропроводы, подающие пар от парогенераторных агрегатов к турбинам, предвключенным турбинам, турбонасосам, редукционно-охладительным установкам и другим потребителям свежего пара. К главным паропроводам также относят паропроводы от турбин к вторичным пароперегревателям и от них к части низкого давления турбин. Паропроводы снабжаются дренажными трубопроводами для отвода конденсата через расширители в дренажные баки.

Питательные трубопроводы, служащие для подачи воды питательными насосами от деаэраторных баков к парогенераторам. В группу питательных трубопроводов входят трубопроводы от питательных баков деаэрированной воды до питательных насосов; напорные трубопроводы от питательных насосов до регенеративных подогревателей высокого давления и от последних до сборных или переключательной магистрали в котельной и отводы от магистрали к котлам; обводная линия «холодного» питания регенеративных подогревателей высокого давления.

Трубопроводы регенеративного цикла, включающие 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, предназначенные для подачи и отвода охлаждающей воды, прокачиваемой насосами через конденсаторы, маслоохладители турбин и газоохладители или воздухоохладители генераторов.

Выхлопные трубопроводы, служащие для отвода пара в атмосферу от арматуры, 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, используемые для подачи масла на смазку и охлаждение подшипников турбин и механизмов для отвода масла с подшипников. Кроме того, маслопроводы связывают маслохозяйство электростанции с масляными баками у агрегатов.

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

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

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

Теплофикационные трубопроводы, включающие в себя паропроводы для подачи пара к бойлерам, паропреобразователям и внешним потребителям; водопроводы тепловых сетей, находящиеся внутри главного здания, а также трубопроводы отвода конденсата из бойлеров, паропреобразователей и охладителей в деаэраторы.

Прочие трубопроводы, к которым относятся: трубопроводы золоудаления, технической воды, пожарные, водорода, кислорода, ацетилена, сжатого воздуха, хозяйственные, паропроводы обдувки, продувочные и спускные.

Связь всех трубопроводов с агрегатами показана на принципиальной тепловой схеме электростанции

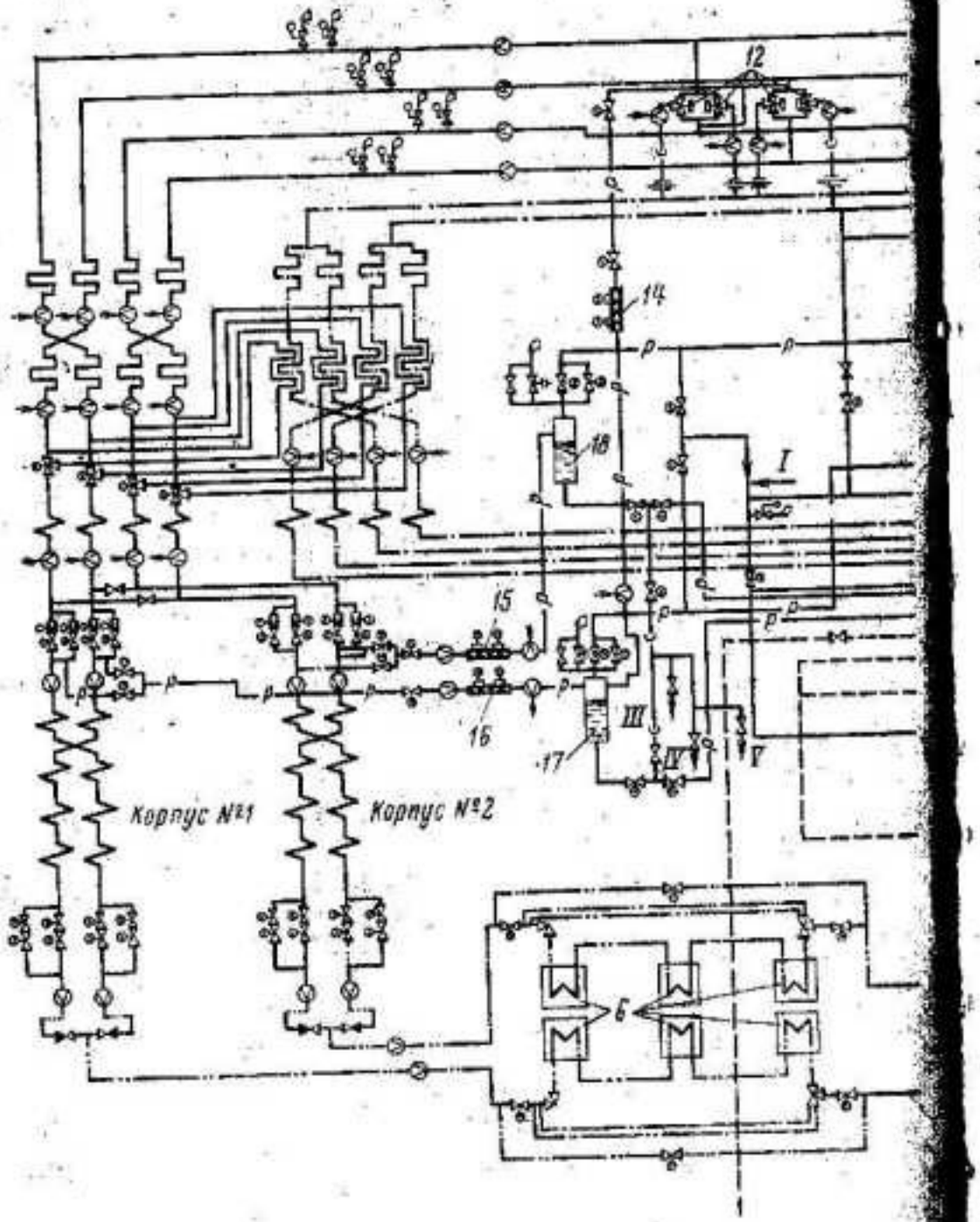
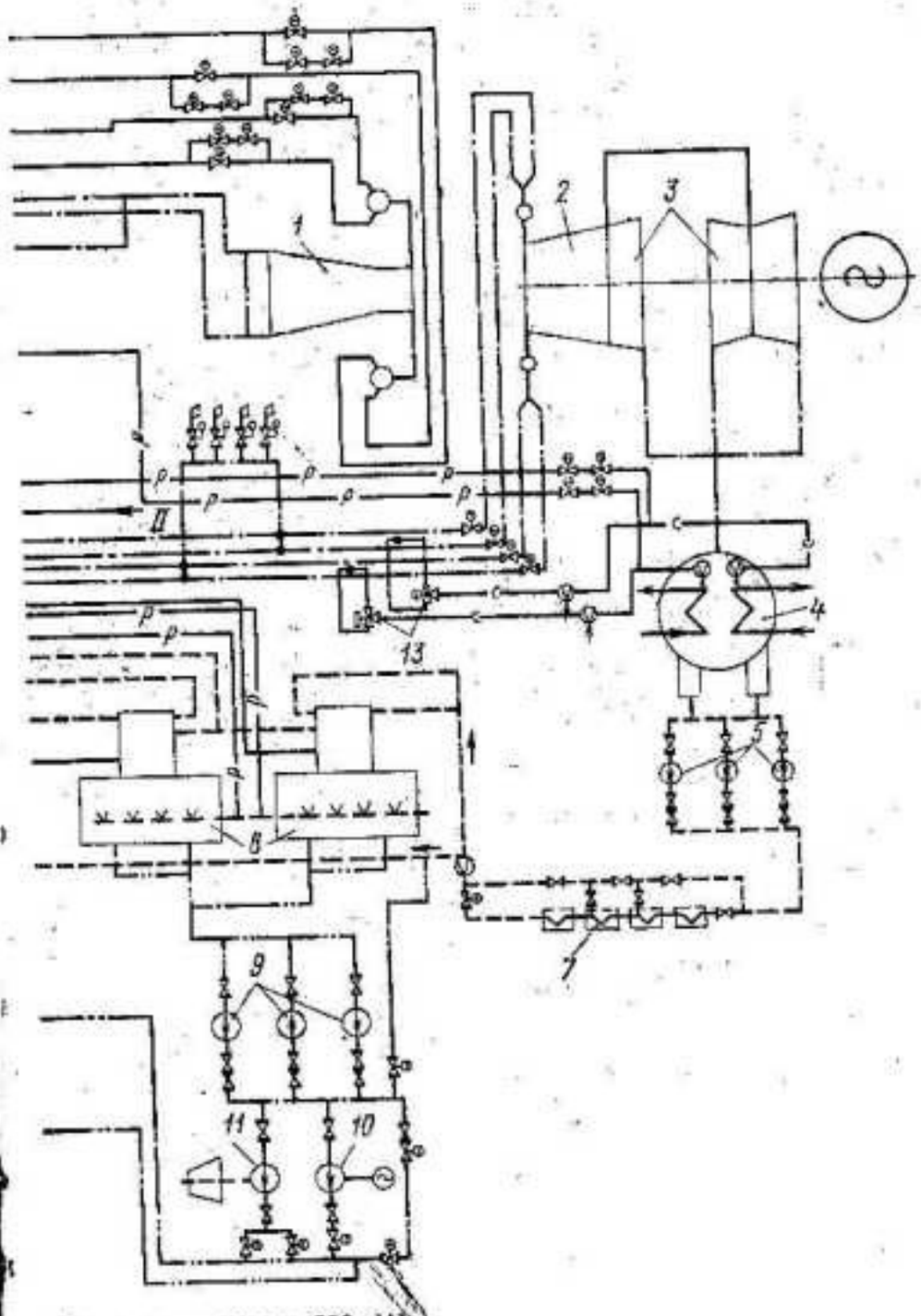


Рис. 1-1. Принципиальная схема

I — от РУ 185/18; *II* — от III отбора; *III* — в канализацию; *IV* — в баки ЦВД, ЦСД и ЦНД; *4* — конденсатор; *5* — конденсатные насосы; *6* — состе стерные насосы; *10, 11* — питательные электронасосы и турбонасос; *12, 13* — и РОУ-2а; *17, 18* — сепараторы С-1 и С-2; ——— паропроводы острого пара; ды питательной воды; — — — — трубопроводы конденсата; — р — — труб



блока мощностью 300 МВт.

700 м; *V* — в сбросный циркуляционный водовод; *1, 2, 3* — соответственно ственно подогреватели высокого и низкого давления; *8* — деаэраторы; *9* — бу соответственно БРОУ-1 и БРОУ-2; *14, 15, 16* — соответственно РОУ-1, РОУ-2 ——·——·—— паропроводы промежуточного перегрева; ——··——·—— трубопрово проводы растопочные; — с — — трубопроводы сбросные.

(рис. 1-1). Каждый трубопровод может состоять из труб, отводов, компенсаторов, фланцев, крепежа, прокладок между фланцами, арматуры и дистанционных приводов к ней, тройников, переходов, развилок, заглушек, штуцеров, указателей тепловых перемещений трубопровода, деталей контрольно-измерительных приборов, реперов для замера ползучести металла труб, опор и подвесок, опорных металлических конструкций.

1-2. КАТЕГОРИИ ТРУБОПРОВОДОВ

В соответствии с требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», утвержденных Госгортехнадзором СССР 10 марта 1970 г., все трубопроводы, транспортирующие

Таблица 1-1

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

Категория трубопровода	Среда	Рабочие параметры среды	
		температура, °С	давление (избыточное), 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

* Настоящие Правила определяют требования как к устройству и безопасной эксплуатации трубопроводов, так и к их изготовлению, монтажу и освидетельствованию.

водяной пар с рабочим давлением более 0,07 МПа или горячую воду с температурой свыше 115°С, делятся на четыре категории (табл. 1-1).

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 редукционных и редукционно-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;

Таблица 1-2

Категории трубопроводов горючих газов и жидкостей

Категория трубопроводов	Рабочие параметры среды	
	давление (ки избыточное), МПа	температура, °С
1	Независимо	350—700
2	2,5—6,4	250—350 и —70÷0
3	1,6—2,5	120—250 и —70÷0
4	<1,6	<120

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.

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

Если трубопровод по давлению соответствует категории 3а, а по температуре — 2б, то этот трубопровод относят к категории 2б. Если например, температура среды в трубопроводе 450°С, а давление среды 3,9 МПа, то его относят к категории 1в.

Согласно СНиП III-Г.9.62 трубопроводы горючих газов и жидкостей также подразделяются на четыре категории, приведенные в табл. 1-2.

Трубопроводы, транспортирующие сжиженные газы, классифицируются с отнесением на одну категорию вышеприведенной в табл. 1-2.

1-3. 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 нагрева их; 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 которых 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 трубопроводов:

1) он 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.

1-4. 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°С, а из сталей — свыше 200°С. 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, ГОСТ 356-68.

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

Под рабочим давлением $p_{раб}$ 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°С. Арматура и соединительные части трубопроводов изготовляются 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.

Соответственно арматура, изготовленная из хромомолибденной стали, будет иметь обозначения: p_y 10,0 ХМФ, $p_{раб}$ 16,0 ХМФ и $p_{пр}$ 25,0 ХМФ.

Арматура, изготовленная из чугуна на условное давление 2,5, рабочее 2,0 и пробное 3,8 МПа, маркируется: p_y 2,5 ч, $p_{раб}$ 2,0 ч и $p_{пр}$ 3,8 ч и бронзы p_y 2,5 ц, $p_{раб}$ 2,0 ц и $p_{пр}$ 3,8 ц.

Арматура, изготовленная на рабочее давление 25,0 МПа и температуру 400°С, маркируется: p_p 25,0, 400. Обычно заводом-изготовителем выплавляются и выдавливаются на корпусах значения условных давлений, рабочих давлений и температур и пробных давлений. На арматуре, изготовленной из чугуна, наплавляется во время отливки только значение условного давления.

Значения рабочих давлений для арматуры, изготовленной из стали, чугуна и бронзы для принятых условных давлений в зависимости от температуры протекающей среды, приведены в ГОСТ 356-68.

Рабочее давление для промежуточных значений температуры среды определяется линейной интерполяцией между ближайшими значениями, приведенными в ГОСТ 356-68.

ГОСТ 356-68 устанавливает, что подобное давление равно:

$$p_{пр} = K p_y, \qquad (1\text{-}1)$$

где

p_y, МПа	0,25—20,0	25,0—40,0	50,0	64,0 и выше
K	1,5	1,4	1,3	1,25

При давлении менее 0,1 МПа $p_{пр} = p_{раб} + 0{,}1$ МПа.
При вакууме $p_{пр} = 0{,}15$ МПа.

1-5. ВЛИЯНИЕ СРЕДЫ С ТЕМПЕРАТУРОЙ ВЫШЕ 450°С НА МЕТАЛЛ ТРУБОПРОВОДА

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

Жаропрочность. При работе паропровода с температурой пара выше 450°С 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 пара с высокой температурой называется окалиностойкостью или жаропрочностью.

Жаростойкость 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.

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

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

Длительная прочность характеризует разупрочнение металла трубопровода или снижение его механической прочности

Таблица 1-3

Механические свойства металлов труб

Марка стали	Предел текучести $\sigma_т$, МПа	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа	Относительное удлинение δ_5, %	Твердость по Бринелю (при толщине стенки более 10 мм) H_B	
				диаметр отпечатка, мм не менее	число твердости не более
10	210	340	24	5,1	1370
20	250	420	21	4,8	1560
35	300	520	17	4,4	1870
45	330	600	14	4,2	2070
10Г2	270	480	21	4,3	1970
20Х	—	440	16	—	—
40Х	—	670	9	3,7	2690
30ХГСА	—	700	11	—	—
15ХМ	230	440	21	—	—
30ХМА	400	600	13	—	—
12Х1Н2	400	550	14	—	—
ВСт4сп	25	420	20	—	—
ВСт4сп	25	420	—	—	—
ВСт5сп	27	500	—	—	—
ВСт5сп	27	500	17	—	—

Таблица 1-4

Номинальные допустимые напряжения для труб из углеродистых сталей при разных температурах $\sigma_д$, МПа

Марка стали	Временное сопротивление разрыву $\sigma_в$, МПа	Рабочая температура труб, °С								
		200	260	300	340	380	400	420	440	460
Ст2	350	105	93	85	—	—	—	—	—	—
Ст3	390	117	103	94	—	—	—	—	—	—
Ст4	430	128	111	—	—	—	—	—	—	—
10	360	109	96	88	79	71	67	63	52	41
15 и 15к	400	121	106	97	87	77	73	69	58	46
22к	450	14	129	122	—	—	—	—	—	—
25 и 25к	480	14	127	115	104	92	87	81	67	51

при длительной работе при высоких температурах. Чем длительнее металл работает при высоких температурах, тем меньшее напряжение требуется для разрушения этого металла.

Длительной прочностью стали называется способность стали нести без разрушения заданную нагрузку в течение определенного времени. Предел длительной прочности трубопроводных сталей является их важнейшей прочностной характеристикой. Сравнительной величиной длительной прочности стали является предел длительной прочности, т. е. напряжение, при котором металл разрушается через 100 000 ч работы при определенной температуре.

Расчеты трубопроводов на прочность обычно производятся по допускаемым напряжениям, которые связаны с пределом длительной прочности соотношением

$$\sigma^t_{доп} = \frac{\sigma_{д.п}}{n_{д.п}},$$

где $\sigma^t_{доп}$ — допускаемое напряжение; $n_{д.п}$ — запас прочности по пределу длительной прочности.

Величина $\sigma^t_{доп}$, вычисленная по этой формуле, относится к той температуре, для которой был принят предел длительной прочности. Предел длительной прочности трубопроводных сталей резко снижается при повышении температуры.

Механические свойства металла труб в состоянии поставки должны удовлетворять нормам механических свойств, приведенным в табл. 1-3.

Номинальные допускаемые напряжения для труб из углеродистых сталей для разных температур приведены в табл. 1-4.

Рекомендуемые расчетные характеристики прочности стали при высоких температурах приведены в табл. 1-5.

В качестве расчетной характеристики прочности принята наименьшая из двух величин для данной температуры — предела текучести и предела длительной прочности за 100 000 ч. Значения предела текучести (находящиеся слева от жирной ломаной линии) соответствуют минимальным опытным данным для разных плавок, а значения предела длительной прочности (находящиеся справа от

Таблица 1-5

Рекомендуемые расчетные характеристики прочности труб при высоких температурах, МПа

Марка стали	Рабочая температура, °С												
	250	300	350	400	450	475	500	525	550	575	600	625	650
20	200	180	160	140	100	70	50	—	—	—	—	—	—
15ГС	250	230	200	170	130	—	—	—	—	—	—	—	—
15ХМ	230	220	210	200	195	190	155	110	75	—	—	—	—
12Х1МФ	250	240	230	220	210	200	190	150	110	85	60	—	—
15Х1М1Ф	280	270	260	240	230	220	210	170	130	95	70	—	—
12Х2МФБ	210	200	190	190	170	150	120	100	80	65	50	40	—
12Х2МФСР	240	230	220	210	200	190	180	150	110	85	70	60	—
Х18Н12Т	210	200	200	190	185	180	170	165	160	140	110	90	70

жирной ломаной линии)—средним опытным данным с отклонениями ±20% среднего значения.

Значения характеристик прочности для температур, лежащих в промежутке между указанными в таблице, находят линейной интерполяцией.

Предел текучести σ_t определяют по ГОСТ 9651-73.

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

На электростанции должна быть схема паропроводов с нанесенными на ней точками измерения остаточных деформаций, местами расположения контрольных участков (рис. 1-2) сварных соединений и опор. Нумерация этих точек измерения и контрольных участков сварных соединений должна быть последовательная и единая по электростанции. Места расположения точек измерения и площадки для удобного доступа к ним должны быть предусмотрены проектом.

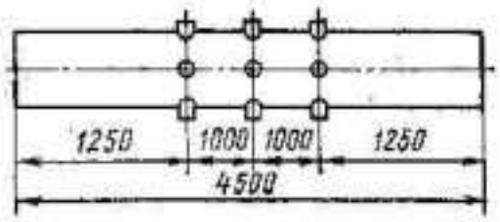


Рис. 1-2. Расположение реперов на контрольном участке паропроводов.

Для установки бобышек на паропроводах под один размер и последующего измерения по ним остаточной деформации труб применяют специальные скобы (рис. 1-3). Для каждого диаметра труб имеется своя скоба. Замеры производят по бобышкам, установленным по взаимно перпендикулярным осям (x—x и y—y).

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

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

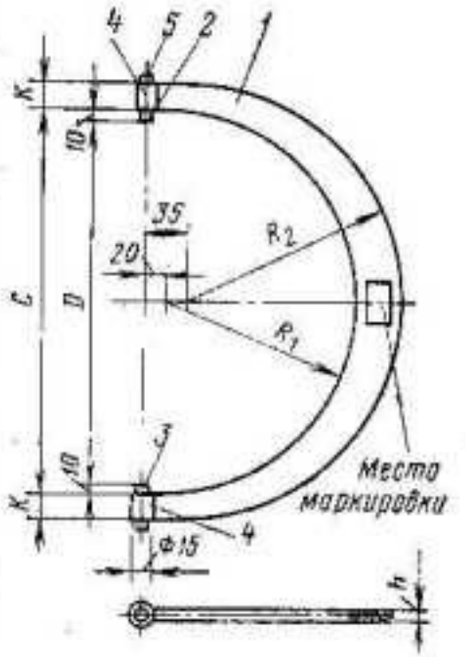


Рис. 1-3. Эскиз скобы (шаблона) для измерения остаточной деформации паропроводов.

1 — корпус; *2* — сменная губка; *3* — губка, запрессованная во втулку с посадкой $A_2/Пр1_2$; *4* — втулка; *5* — гайка, закрепляющая сменную втулку.

Размеры скобы для наиболее ходовых диаметров паропроводов

Диаметр паропровода, мм	Размер скобы, мм										
	l			*D*			*C*	R_1	*K*	R_2 не менее	*h*
	I	II	III	I	II	III					
325	10	8,4	6,8	366	366,5	368,2	385	192,5	25	217,5	8
273	10	8,6	7,2	313	314,4	315,8	333	166,5	25	191,5	8
245	10	8,8	7,6	285	286,2	287,4	305	152,5	20	172,5	8
219	10	8,9	7,8	259	260,1	261,2	279	139,5	20	159,5	6
168	10	9,15	8,3	208	208,8	209,7	228	114	15	129,5	6
133	10	9,35	8,7	173	173,65	174,3	193	96,5	15	111,5	6

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°С и выше, применяют низколегированные, легированные и аустенитные стали.

Наблюдение за ползучестью металла труб паропроводов

Увеличение остаточных деформаций проявляется в увеличении диаметра труб. Наблюдение за ползучестью производится путем замеров диаметров трубопро-

водов, изготовленных из легированных сталей, по реперам, установленным в процессе монтажа на паропроводе. Реперы приваривают к трубам в двух взаимно перпендикулярных направлениях (рис. 1-4), наконечники реперов изготовляют из нержавеющей стали марки 12Х18Н10Т. Наконечник с накладкой и наконечник, приваренный сверху и сбоку трубы, обеспечивают возможность подгонки во время монтажа размеров между противоположными наконечниками, приваренными к трубам с одинаковыми номинальными диаметрами, под один размер с точностью до 0,1—0,2 мм.

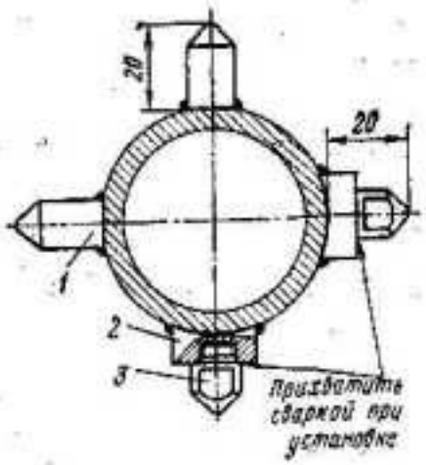


Рис. 1-4. Репер для паропроводов.
1 — наконечник; *2* — накладка; *3* — наконечник регулирования.

Сферическая часть наконечника должна быть отполирована.

Для обеспечения точности измерений противоположные наконечники располагают по диаметру трубы и приваривают строго перпендикулярно касательной в этой точке трубы.

На паропроводах из аустенитной стали взамен наконечников запиливают площадки, расположенные на трубах аналогично приварным наконечникам.

Измерения диаметров паропроводов производятся на всех прямых участках длиной более 1,5 м между сварными и фланцевыми соединениями посередине участка, но не около расположения опор или охватывающих поясов и не менее 70 мм от сварного стыка.

Измерительные инструменты для измерения ползучести должны применяться только для этой цели, тщательно храниться и перед каждым очередным измерением и после него проверяться по контрольному шаблону или плиткам, проверенным Институтом мер и измерительных приборов. Замер производится в двух взаимно перпендикулярных направлениях при нерабочем состоянии паропроводов и минимально возможной температуре трубы — не более 50°С. Во время замера определяют температуру стенки трубы измеряемого участка и температуру

окружающего воздуха вблизи середины скобы микрометра.

Перед тем как приступить к замеру, снимают тепловую изоляцию и протирают реперы от пыли. Первое измерение производится после окончания монтажа паропровода до включения его в работу, все данные измерения заносятся в паспорт, прилегаемый к шнуровой книге паропровода. Последующие измерения производят по реперам на неработающем остывшем паропроводе и заносят в формуляр установленной формы.

Наблюдение за структурными изменениями металла труб

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

Контрольные участки (см. рис. 1-2) 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 паропровода.

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.

Диаметральные размеры по реперам (диаметр трубы плюс высота двух противоположных наконечников), а также диаметр трубы непосредственно около них измеряются с особой тщательностью.

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 и хранятся вместе со шнуровой книгой паропровода.

Для наблюдения за структурными изменениями во время работы паропроводов 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 паропроводов в данных условиях эксплуатации.

Наблюдения за ростом остаточных деформаций на контрольном участке производятся с особой тщательностью и одновременно с измерениями остальных труб при отключении данного паропровода.

Наблюдение за графитизацией металла труб паропроводов

Графитизация в малоуглеродистых молибденовых сталях и наличие в структуре металла структурно свободного цемента могут привести к хрупкому разрушению трубопровода.

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

Местами наиболее интенсивной графитизации, на которые должно быть обращено особое внимание, могут быть: 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 паропроводов при помощи специальных приспособлений из сварочных швов вырезают «лодочки» 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 50 000 ч обследуемого паропровода.

Если при исследовании образцов обнаружены следы графитизации, вырезается участок трубы длиной 300 мм так, чтобы сварной стык был посередине, и производится

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

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

В процессе эксплуатации осмотры сварных соединений паропровода из аустенитных сталей, а также их проверка ультразвуком производятся в каждый капитальный ремонт агрегатов, но не реже 1 раза в 2 года. Паропроводы 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 паропроводов на графитизацию образцы вырезаются каждый раз из новых сварных соединений.

1-6. 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, соответствующие 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 защемлений в опорах и в местах прохода их через стены и перекрытия, должен быть правильно произведен натяг пружин подвесок и опор.

Во время эксплуатации трубопровода параметры протекающей среды не должны превышать значений, ука-

занных в проекте. Металл паропроводов должен систематически контролироваться по росту остаточных деформаций (ползучести), графитизации, структуры изменения.

Для труб из углеродистых сталей опасной является температура 300—350°С, при которой развивается хрупкость.

В связи с этим трубы из углеродистых сталей, работающие в этом диапазоне температур, должны периодически проверяться на ударную вязкость и пластичность. Рекомендуется применять для изготовления паропроводов, работающих при температуре стенки выше 150°С и давления более 0,6 МПа при толщине стенки более 8 мм, трубы только из спокойной стали. Это требование обусловлено повышенной склонностью кипящих и полуспокойных сталей к хрупким разрушениям в процессе эксплуатации.

Для паропроводов, работающих при температурах среды 450—565°С, должны применяться трубы из сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф.

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

Особое внимание должно быть обращено на отсутствие защемлений 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 закреплен в неподвижных опорах.

При выполнении сварочных работ на ответственных узлах не рекомендуется сваривать стали разных структурных классов или значительно отличающихся по уровню легирования. Не следует приваривать трубы и детали к литым элементам корпусов арматуры и оборудованию.

Следует приваривать в заводских условиях к корпусам арматуры и оборудованию 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 12Х1МФ, 15Х1МФ,

из высокохромистых и аустенитных сталей при толщине стенки более 20 мм рекомендуется снимать усиление шва до плавного сопряжения с основным металлом.

При подготовке к сварке стыков и трубопроводов 3-й и 4-й категории необходимо:

1) калибровать на «горячо» концы труб перед сваркой;

2) сваривать стыки на подкладных кольцах ручной электросваркой;

3) широко применять полуавтоматическую и автоматическую электросварку;

4) организовать блочную поставку трубопроводов с объемом выполнения сварочных работ до 60—70%.

1-7. МЕТАЛЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ ТРУБ И ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ

При проектировании, изготовлении, монтаже и ремонте трубопроводов должны применяться материалы согласно Правилам Госгортехнадзора СССР.

Согласно этим Правилам:

Применение материалов для трубопроводов с параметрами, превышающими указанные в таблицах, а также материалов, не указанных в таблицах, допускается министерством, в ведении которого находится проектная организация, на основании положительных заключений научно-исследовательских организаций по металловедению и сварке и по согласованию с Госгортехнадзором СССР. 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, указанных в таблицах.

Материалы, не имеющие паспортов или сертификатов, могут применяться только после их испытания и контроля согласно требованиям соответствующих стандартов, технических условий и Правил Госгортехнадзора СССР. Пределы применения труб, а также виды и объем

Химический состав некоторых сталей, применяемых для изготов

Марка стали	Углерод	Кремний	Марганец	Хром	Никель	Титан
						Углеродистые
Ст2	0,15	Не гарантируется	—	—	—	—
Ст3	0,22	—	—	—	—	—
Ст4	0,25	—	—	—	—	—
Ст10	0,07—0,13	0,17—0,37	0,35—0,65	0,15	0,25	—
Ст20	0,17—0,24	0,17—0,37	0,35—0,65	0,25	0,25	—
						Легированные
15ГС	0,12—0,28	0,70—1,00	0,9—1,30	Не более 0,30	Не более 0,30	—
15ХМ	0,11—0,16	0,17—0,37	0,40—0,70	0,8—1,10	Не более 0,25	—
12Х1МФ	0,08—0,15	0,17—0,37	0,40—0,70	0,9—1,2	Не более 0,25	—
15Х1М1Ф	0,10—0,18	0,17—0,37	0,40—0,70	1,10—1,40	Не более 0,25	—
12Х2МФБ	0,08—0,12	0,40—0,70	0,40—0,70	2,1—2,6	Не более 0,25	—
12Х2МФСР	0,8—0,15	0,40—0,70	0,40—0,70	1,6—1,9	Не более 0,25	—
						Аустенитные
09Х14Н19В2БР	0,07—0,12	Не более 0,60	1,00—2,00	13,0—15,0	18,0—20,0	—
12Х18Н9Т	Не более 0,12	Не более 0,80	Не более 2,0	17,0—19,0	8,0—9,5	5·С—0,8
08Х18Н10Т	Не более 0,08	Не более 0,8	Не более 2,0	17,0—19,0	9,0—11,2	—
12Х18Н10Т	Не более 0,12	Не более 0,80	Не более 2,0	17,0—19,0	9,0—11,0	5·С—0,8
12Х18Н12Т	Не более 0,12	Не более 0,80	Не более 2,00	17,0—19,0	11,0—13,0	5·С—0,7

Примечания: 1. Химический состав стали принят: для марки 15ГС по 12Х18Н9Т, 08Х18Н10Т; 12Х18Н10Т по ГОСТ 5632-72.

2. Химические элементы в марках стали обозначаются следующими буквами:

А — азот	Д — медь
Б — ниобий	Е — селен
В — вольфрам	М — молибден
Г — марганец	Н — никель

3. В состав стали марки 09Х14Н19В2БР входит бора не более 0,005 и цезия не бо

испытаний их должны соответствовать указаниям в табл. 2.

Допускается применение ковано-сверленых и других видов труб, поставляемых по специальным техническим условиям, согласованным с Госгортехнадзором СССР.

Трубы из легированной стали должны применяться после термообработки. Изготовленные из труб гнутые, штампованные и сварные элементы и детали должны подвергаться термообработке в соответствии со стандар-

Таблица 1-6

ления труб

Вольфрам	Молибден	Ниобий	Ванадий	Медь	Сера	Фосфор
				не более		
стали						
—	—	—	—	—	0,055	0,035
—	—	—	—	—	0,055	0,04
—	—	—	—	—	0,055	0,05
—	—	—	—	—	0,04	0,05
—	—	—	—	—	0,04	0,05
стали						
—	—	—	—	0,30	0,04	0,04
—	0,40—0,55	—	—	0,20	0,035	0,035
—	0,25—0,35	—	0,15—0,30	0,20	0,25	0,030
—	0,40—1,10	—	0,20—0,35	0,25	0,025	0,030
—	0,50—0,70	0,50—0,80	0,20—0,35	0,25	0,030	0,030
—	0,50—0,70	—	0,20—0,35	0,25	0,030	0,030
стали						
2,00—2,75	—	0,90—1,3	—	0,30	0,020	0,030
—	—	—	—		0,020	0,035
—	—	—	—		0,020	0,035
—	—	—	—		0,020	0,035
1,70—2,20	0,60—0,90	—	0,25—0,30	0,30	0,020	0,035

МРТУ14-4-21-68; для стали 12Х1МФ по ГОСТ 10500-74; для марок 12Х18Н12Т,

Р — бор
С — кремний
Т — титан
Ф — ванадий
Ю — алюминий
К — кобальт
Х — хром
Ц — цирконий

лее 0,02%.

тами, техническими условиями и производственными инструкциями.

Пределы применения листов для изготовления деталей, элементов трубопроводов и труб, а также виды и объем испытаний их должны соответствовать указаниям в табл. 7. Листы должны изготовляться из стали, выплавленной в мартеновских и электрических печах.

Химический состав сталей, применяемых для изготовления трубопроводов, приведен в табл. 1-6.

Глава вторая

ТРУБЫ И ФАСОННЫЕ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

2-1. УСЛОВНЫЙ ПРОХОД (ВНУТРЕННИЙ ДИАМЕТР)

Трубы являются основным элементом трубопровода. В зависимости от свойств, температуры и давления транспортируемой среды применяют трубы из различных материалов. На электростанциях наибольшее распространение получили трубы, изготовленные из углеродистых и низколегированных марок сталей, а для трубопроводов сверхвысоких параметров — из сталей аустенитного класса. На атомных электростанциях большое количество трубопроводов изготовлено из коррозионно-стойких сталей аустенитного класса марки 08Х18Н10Т. Номенклатура труб, изготавливаемых промышленностью, очень велика и характеризуется наружным диаметром $D_н$ 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 $D_н$ может иметь различные внутренние диаметры $D_{вн}$. Для унификации диаметров труб, фасонных частей, арматуры и фланцев введено понятие «условный проход (диаметр)», имеющий обозначение $D_у$. 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.

Диаметры и толщины стенок труб по сортаменту, применяемых на электростанциях, приведены в § 2-2.

2-2. ТИПЫ ТРУБ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ СТАНЦИОННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

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, холоднотянутые и теплокатаные (ГОСТ 8734-70), крекинговые.

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

Таблица 2-1

Сортамент труб для трубопроводов на сверхкритическое давление (МРТУ 14-4-21-67)

$D_у$, мм	Паропроводы $P_{раб}$ = 22,5 МПа, t = 565°С (НО 769-66)		Питательные трубопроводы $P_{раб}$ = 38,0 МПа, t = 280°С (НО 1073-66)		Паропроводы $P_{раб}$ = 25,5 МПа t = 545°С	
	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг
10	16×3	0,962	16×2,5	0,832	—	—
20	28×5,5	3,05	28×3,5	2,11	—	—
40	57×11	12,71	—	—	—	—
50	—	—	57×7	8,81	—	—
70	108×20	44,23	—	—	—	—
100	159×30	100,80	133×16	49,12	159×24	84,74
125	194×36	148,21	—	—	194×30	128,64
150	245×45	234,55	194×22	99,35	245×38	205,65
200	325×60 по ТУ 6704-64*	414,34	273×32	202,40	325×60	414,34
250	377×70	—	325×40	299,03	377×56	—
300	526×60	—	377×45	392,03	465×75*	—
350	—	—	465×56*	561,25	474×72	—

* Для блоков 800 МВт с одновальной турбиной.

В настоящее время промышленность изготовляет бесшовные трубы диаметром от 42 до 465 мм. Для изготовления станционных трубопроводов высокого давления применяются бесшовные трубы, приведенные в табл. 2-1, 2-2, а для трубопроводов низкого давления — бесшовные и сварные (табл. 2-3 и 2-4).

Сварные трубы с прямым швом наружным диаметром от 426 до 1620 мм, длиной от 2 до 10 м из углеродистой стали поставляются промышленностью по ГОСТ 10706-63 (табл. 2-5).

Таблица 2-2

Сортамент труб для трубопроводов $p_y = 6{,}4 \div 10{,}0$ МПа (МРТУ 14-4-21-67)

D_y, мм	$P_{раб}$=14,0 МПа, t = 570°С (ОСТ 24.320.05)		$P_{раб}$ = 14,0 МПа, t = 545°С (ОСТ 320.05)		$P_{раб}$ = 10,0 МПа, t = 540°С (ОСТ 24.320.07)		$P_{раб}$=4,0 МПа, t = 440°С; $P_{раб}$=7,4 МПа, t = 145°С (ОСТ 24.320.10)		$P_{раб}$=4,4 МПа, t = 340°С	
	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг
	12Х1МФ						Сталь 20			
10	16×2,5	0,832			16×2,5	0,832	16×2	0,691	—	—
20	28×2,5	1,57			28×2,5	1,57	28×3	1,85	—	—
32	—	—			—	—	—	—	—	—
50	76×10	16,62			76×5	8,96	76×3,5	12,95	—	—
80	—	—			—	—	—	—	—	—
100	133×16	49,12			133×9	29,42	133×4	32,41	—	—
125	—	—			159×11	42,92	—	—	—	—
150	—	—			194×13	62,04	159×5	70,73	—	—
175	219×25	127,33			219×16	80,67	219×6	85,59	—	—
200	273×32	202,40	273×25	163,12	—	—	—	—	—	—
225	—	—	—	—	273×18	121,03	273×7	133,34	—	—
250	325×38	286,24	325×30	232,82	325×22	175,75	325×8	190,36	—	—
300	377×45	392,03	—	—	—	—	377×9	257,49	—	—
	15Х1МФ						15ГС			
350	—	—	—	—	—	—	—	—	377×13	126,5
400	—	—	—	—	—	—	—	—	426×14	154,22
450	—	—	—	—	—	—	—	—	Сталь 20	
									465×16	192,06
									15ГС	
600	—	—	—	—	—	—	—	—	630×12	182,90
									630×75*	
700	—	—	—	—	—	—	—	—	720×20*	—
									15ГС	

* Для блоков 800 МВт с одновальной турбиной.

Таблица 2-3

Сортамент труб для трубопроводов $p_y \leqslant 4{,}0$

D_y, мм	Трубопроводы $2{,}5 \leqslant p_y \leqslant 4{,}0$		Детали с плоскими приварными фланцами $p_y \geqslant 2{,}5$		ГОСТ
	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг	$D_н \times S$, мм	Масса 1 мм, кг	
10	14×2	0,592	14×3	0,814	Для $t \leqslant 300$°С по ГОСТ 8734-74**, гр. А; ГОСТ 8733-74, Ст2сп, сталь 10 и 20 с обязательным испытанием на загиб (п. 1.11 ГОСТ 8733-74) Для $t \geqslant 300$°С по МРТУ 14-4-21-67, сталь 20
15	18×2	0,789	18×3	1,11	
20	25×2	1,13	25×3	1,63	
25	32×2	1,48	32×3,5	2,46	
32	38×2	1,78	28×3,5	2,98	
(40)	45×2,5	2,62	45×3,5	3,58	
50	57×3,5	4,62	57×3,5	4,62	
(70)	76×3,5	6,26	76×4	7,10	
80	89×3,5	7,38	89×4,5	9,38	Для $t \leqslant 300$°С по ГОСТ 8732-70 гр. А; ГОСТ 8731-74, сталь 10 и 20 с обязательным испытанием по пп. 1.10 и 1.14 ГОСТ 8731-74 (на загиб и на макроструктуру)
100	108×4	10,26	—	—	
125	133×4	12,73	—	—	
150	159×4,5	17,15	—	—	
20	219×7	36,60	—	—	
250	273×8	52,28	—	—	Для $t > 300$°С по МРТУ 14-4-21-67, сталь 20
300	325×8	62,54	—	—	
350	377×10	90,51	—	—	
400	426×11	112,58	—	—	

Примечания: 1. Для труб, изготавливаемых из слитков, обязательно исследование макроструктуры (п. 1.14 ГОСТ 8731-74) независимо от толщины стенки трубы.
2. Для трубопроводов $p_y < 1{,}6$ МПа, $t \leqslant 300$°С бесшовные трубы применять только при отсутствии сварных труб. Для этих параметров испытание по п. 1.14 ГОСТ 8731-74 не обязательно.

Сварные трубы большого диаметра изготовляются также из низколегированных сталей.

Стальные трубы со спиральным швом выпускаются по ГОСТ 8696-74 условным проходом от 400 до 1200 мм из полосовой стали, толщиной стенки от 4 до 18 мм и длиной от 10 до 18 м (табл. 2-6).

Трубы стальные водогазопроводные изготовляются по ГОСТ 3262-75 **сварными или бесшовными из мягкой стали** условным проходом от 6 до 150 мм, длиной от 4 до 12 м (табл. 2-7). Трубы поставляются как оцинкованные,

так и неоцинкованные с резьбой на обоих концах, с муфтой, навернутой на один конец, и гладкими концами. Все трубы изготовляются заводами по техническим требованиям соответствующих ГОСТ и технических условий заводов-изготовителей.

Таблица 2-4

Сортамент труб для трубопроводов $p_y \leqslant 1{,}0$ (МВН 253-63*)

D_y, мм	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг	ГОСТ	D_y, мм	$D_н \times S$, мм	Масса 1 м, кг	ГОСТ
Для $p_y \leqslant 1{,}0$				Для $p_y \leqslant 1{,}0$			
15	18×2	0,789	10704-63*	600	630×7	107,54	10704-63*
20	25×2	1,13	10704-63*	700	720×8	140,50	10704-63*
25	32×2	1,48	10704-63*	400	426×7	73,41	8696-74
32	38×2	1,78	10704-63*	(450)	480×7	82,87	8696-74
(40)	45×2	2,12	10704-63*	500	530×7	91,63	8696-74
50	57×2	2,71	10704-63*	600	630×7	109,10	8696-74
(70)	76×2	3,65	10704-63*	Для $p_y \leqslant 0{,}6$			
80	89×2	4,29	10704-63*				
400	426×7	72,33	10704-63*	800	820×9	180,00	10704-63*
(450)	478×8	92,72	10704-63*	900	920×8	179,9	10704-63*
500	530×7	90,28	10704-63*	1000	1020×8	199,7	10704-63*
				1200	1220×9	268,8	10704-63*

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 (ГОСТ 3845-65):

$$p = \frac{200 S \sigma_{доп}}{D_н - 2S}, \qquad (2\text{-}1)$$

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

По требованию потребителя трубы из стали марок 10, Ст2сп, 20, Ст4сп, ВКСт4сп, ВМСт4сп и 15ХМ в за-

Таблица 2-5

Трубы стальные электросварные прямошовные (ГОСТ 10704-63)

$D_н$, мм	Толщина стенки труб S, мм												
	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0	10	11	12	13	14	15	16
	Теоретическая масса 1 м труб, кг												
426	51,91	57,03	62,14	72,33	82,46	92,56	102,59	112,58	122,52	—	—	—	—
480	58,57	64,36	70,13	81,65	93,12	104,52	115,90	127,22	138,49	—	—	—	—
530	64,73	71,14	77,53	90,28	102,98	115,62	128,23	140,78	153,29	—	—	—	—
630	77,06	84,70	92,33	107,54	122,71	137,81	152,89	167,91	182,88	—	—	—	—
720	88,17	96,91	105,7	123,1	140,5	157,8	175,1	192,3	209,5	—	—	—	—
820	100,5	110,47	120,5	140,3	160,2	180,0	199,8	219,5	239,1	258,7	278,3	297,8	317,3
920	112,8	124,03	135,2	157,6	179,9	202,2	224,4	246,6	268,7	290,8	312,8	334,8	356,7
1020	125,2	137,60	150,0	174,9	199,7	224,4	249,1	273,7	298,3	322,8	347,3	371,8	396,2
1120	—	151,16	164,8	192,1	219,4	246,6	273,7	300,8	327,9	354,9	381,9	408,8	435,6
1220	—	164,72	179,6	209,4	239,1	268,8	298,4	328,0	357,5	387,0	416,4	445,8	475,1
1320	—	178,28	194,4	226,7	258,9	291,0	323,0	355,1	187,1	419,0	450,9	482,8	514,5
1420	—	191,85	209,2	243,9	278,6	313,2	347,7	382,2	416,7	451,1	485,4	519,7	554,0
1520	—	—	—	—	—	—	374,4	409,4	446,3	483,1	519,9	556,7	593,5
1620	—	—	—	—	—	—	397,1	436,5	475,9	515,2	554,5	593,7	632,5

Примечание. Ниже горизонтальных линий в таблицу включены данные по трубам, подлежащим выпуску после освоения соответствующего нового оборудования.

висимости от условий работы должны выдерживать одно или несколько технологических испытаний.

По требованию потребителя трубы со стенкой толщиной 12 мм и более проверяют на макроструктуру на протравленных темплетах. Специальные требования к трубам устанавливаются отдельными стандартами или техническими условиями.

Таблица 2-6

Трубы стальные электросварные со спиральным швом (ГОСТ 8696-74)

$D_у$, мм	$D_н$, мм	Толщина стенки труб S, мм								
		4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Теоретическая масса 1 м труб, кг								
400	426	42,25	52,69	63,08	73,41	83,70	—	—	—	—
450	480	47,66	59,45	71,18	82,87	94,51	—	—	—	—
500	530	52,66	65,70	78,69	91,63	104,52	117,4	—	—	—
600	630	—	78,22	93,71	109,1	124,5	139,9	155,2	—	—
700	720	—	89,48	107,2	124,9	142,6	160,2	177,7	195,2	212,6
800	820	—	102,0	122,3	142,4	162,6	182,7	202,7	222,7	242,7
900	920	—	—	—	—	182,6	205,2	227,8	250,3	272,7
1000	1020	—	—	—	—	202,6	227,7	252,8	277,8	302,8
1200	1220	—	—	—	—	—	—	—	332,9	362,8

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

Таблица 2-7

Сортамент труб стальных газоводопроводных (газовых) (ГОСТ 3262-62)

$D_у$, мм	Трубы						Резьба					
	$D_н$, мм	обыкновенные		усиленные		Нагружение на метр в основной плоскости, кг	Число ниток на длине	Длина сбега, мм				
		Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, кг	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, кг			конической резьбы	цилиндрической резьбы			
									длинной		короткой	
6	10,2	2,0	0,40	2,5	0,47	—	—	—	—		—	
8	13,5	2,2	0,61	2,8	0,74	—	—	—	—		—	
10	17,0	2,2	0,8	2,8	0,98	—	—	—	—		—	
15	21,3	2,8	1,28	3,2	1,43	20,956	14	15	14		9,0	
20	26,8	2,8	1,66	3,2	1,86	26,442	14	17	16		10,5	
25	33,5	3,2	2,39	4,0	2,91	33,250	11	19	18		11,0	
32	42,3	3,2	3,09	4,0	3,78	41,912	11	22	20		13,0	
40	48,0	3,5	3,84	4,0	4,34	47,805	11	23	22		15,0	
50	60,0	3,5	4,85	4,5	6,16	59,616	11	26	24		17,0	
70	75,5	4,0	7,05	4,5	7,88	75,187	11	30	27		19,5	
80	88,5	4,0	8,34	4,5	9,32	87,887	11	32	30		22,0	
90	101,3	4,0	9,60	4,5	10,74	100,334	11	35	33		26,0	
100	114	4,5	12,15	5,0	13,44	113,034	11	38	36		30,0	
125	140	4,5	15,04	5,5	18,24	138,435	11	41	38		33	
150	165,0	4,5	17,81	5,5	21,63	163,836	11	45	42		36,0	

2-3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИАМЕТРА ТРУБ

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

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

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

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 и при временной и периодической работе трубопроводов большие скорости.

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

$$D_в = \sqrt{\frac{4G}{\pi\omega\rho}}, \qquad (2\text{-}2)$$

где G — расход пара, кг/с; ρ — плотность (объемная масса) пара, кг/м³; ω — скорость пара, м/с.

Внутренний диаметр паропровода, м, может быть определен по значению потери давления, т. е. исходя из известной разности давлений пара на входе и выходе из паропровода, по формуле

$$D_в = \sqrt{\frac{G^2\beta\lambda l \cdot 1{,}625}{\Sigma\Delta p \rho_m}}, \qquad (2\text{-}3)$$

где $\beta = 0{,}512 \cdot 10^5$; λ — коэффициент сопротивления для гладких труб; $l = l_1 + l_\varphi$ — геометрическая длина трубопровода плюс эквивалентная длина местных сопротивлений, м, определяемая по формуле

$$l_\varphi = \Sigma\varphi\frac{D_в}{\lambda}; \qquad (2\text{-}4)$$

φ — коэффициент местных сопротивлений; $\Sigma\Delta p$ — допускаемая или заданная потеря давления, МПа.

Если исходить из принятой скорости воды, то диаметр трубопровода питательной воды, м, определяется по формуле

$$d = \sqrt{\frac{354G}{\omega\rho}}. \qquad (2\text{-}5)$$

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

2-4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБ

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; нагрузки, возникающие при компенсации тепловых удлинений, — изгибающий и крутящий моменты, силы упругой деформации и силы трения в подвижных опорах и сальниковых компенсаторах.

В условиях монтажа при замене труб производится проверка заданной толщины стенки трубы по допускае-

мым напряжениям от внутреннего рабочего давления среды при максимальной температуре стенки.

Толщина стенки бесшовных труб, м, 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

$$S \geqslant \frac{pD_н}{230\sigma_{доп} + p} + C. \qquad (2\text{-}6)$$

Для сварных труб с продольным или спиральным швом расчет на прочность производится по формуле

$$S \geqslant \frac{pD_н}{230\varphi\sigma_{доп} + p} + C. \qquad (2\text{-}7)$$

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

$$p \leqslant p_{доп} = \frac{230\,(S - C)}{D_н - (S - C)}\,\sigma_{доп}, \qquad (2\text{-}8)$$

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

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

$$C = A_1 S_{расч}. \qquad (2\text{-}9)$$

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

A_1	Допуск, %
0,2	±15
0,15	15—(—10)
0,1	20—(—5)

При допусках, отличающихся от приведенных, коэффициент A_1 определяется путем линейной интерполяции и для нулевых и минусовых принимается A_1=0,05.

Прибавка C сварных труб в зависимости от толщины стенки принимается:

C, мм	S, мм
0,5	5—5,5
0,6	6—7
0,8	⩾8

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

Значения запасов к расчетным пределам прочности и текучести принимаются:

$$n_в = 3{,}0 \text{ и } n_т = 1{,}65. \qquad (2\text{-}10)$$

При рабочих температурах до 400°С в качестве критерия прочности принимают предел текучести, а при более высокой температуре — длительную прочность с приведенными коэффициентами запаса длительной прочности.

Таблица 2-8

Увеличение толщины стенки, мм, с учетом коррозии труб ($p_у \leqslant 10{,}0$ МПа)

$D_у$, мм	Сталь		
	углеродистая	легированная	нержавеющая
10—40	1,5—2		1—1,5
50—100	3,5—4,5	1,5—3,5	2
⩾125	4—5	3—6	

Так как приведенные уравнения для проверки толщины стенки учитывают только внутреннее давление и температуру среды и не учитывают массовые нагрузки, термические напряжения и другие внешние нагрузки 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.

Увеличения толщины стенки сверх расчетной с учетом коррозии для стальных труб, работающих при $p_у \leqslant 10{,}0$ и при $p_у$ от 10,0 до 100,0 МПа, для транспортирования среднеагрессивных продуктов (МН 2566-61, 4705-63 и 5010-63), приведены в табл. 2-8 и 2-9.

Таблица 2-9

Увеличение толщины стенки, мм, с учетом коррозии труб (p_y от 20 до 100 МПа)

D_y, мм	Стали	
	С, ХГ, ХМ, ХФ	ХН
10, 15	2	1—1,5
25	2—2,5	1,5—2
32—40; 60	2,5—3	2,5
70—100	3,5—4,5	3
125—200	5,5—7	4

Пример. Дано: давление пара в паропроводе p=25,5 МПа, t=550°С, наружный диаметр трубопровода $D_н$=325 мм, материал труб — сталь 15Х1МФ, допускаемое напряжение при t=550°С $\sigma_{доп}$=130 МПа. Определить толщину стенки паропровода

Подставляя в формулу (2-6) данные, получаем:

$$S \geq \frac{25{,}5 \cdot 325 \cdot 10^{-1}}{230 \cdot 130 + 25{,}5} + 5 = 30{,}6 \text{ мм}.$$

Принимаем S=31 мм.

2-5. ФАСОННЫЕ ЧАСТИ ТРУБОПРОВОДОВ

К фасонным частям трубопроводов относятся: отводы, колена, компенсаторы, переходы, тройники и развилки.

Отводы и колена служат для изменения направления потока среды.

Компенсаторы служат для восприятия температурных расширений трубопроводов.

Переходы применяются для изменения сечения трубопровода, т. е. для соединения труб между собой различных диаметров.

Тройники и развилки служат для разделения потока среды. Согласно ГОСТ 355-67 все фасонные части трубопроводов по диаметрам унифицированы и имеют те же условные проходы, что и трубы, изготовляются на те же параметры, что и трубопроводы.

Отводы и колена (рис. 2-1) изготовляются следующих типов: 1) отводы гнутые; 2) отводы сварные; 3) крутоизогнутые отводы; 4) штампованные отводы; 5) колена литые.

Отводы гнутые изготовляются D_y 10—465 мм с углом гиба α=15, 30, 45, 60 и 90°.

Сварные отводы (рис. 2-2) применяются для трубопроводов, работающих при условном давлении до

6,4 МПа и температуре среды до 425°С, т. е. для трубопроводов категорий 3 и 4 с углом поворота 30, 45, 60 и 90°. Литые колена для трубопроводов высокого давления изготовляются D_y 150, 175, 200, 225, 250, 300 мм. Радиусы кривизны (по оси) примерно соответствуют наружному диаметру труб (рис. 2-3). Для трубопроводов блоков 300, 500 и 800 МВт выполняются литые колена из легированной стали D_y 100, 125, 200 и 500 мм.

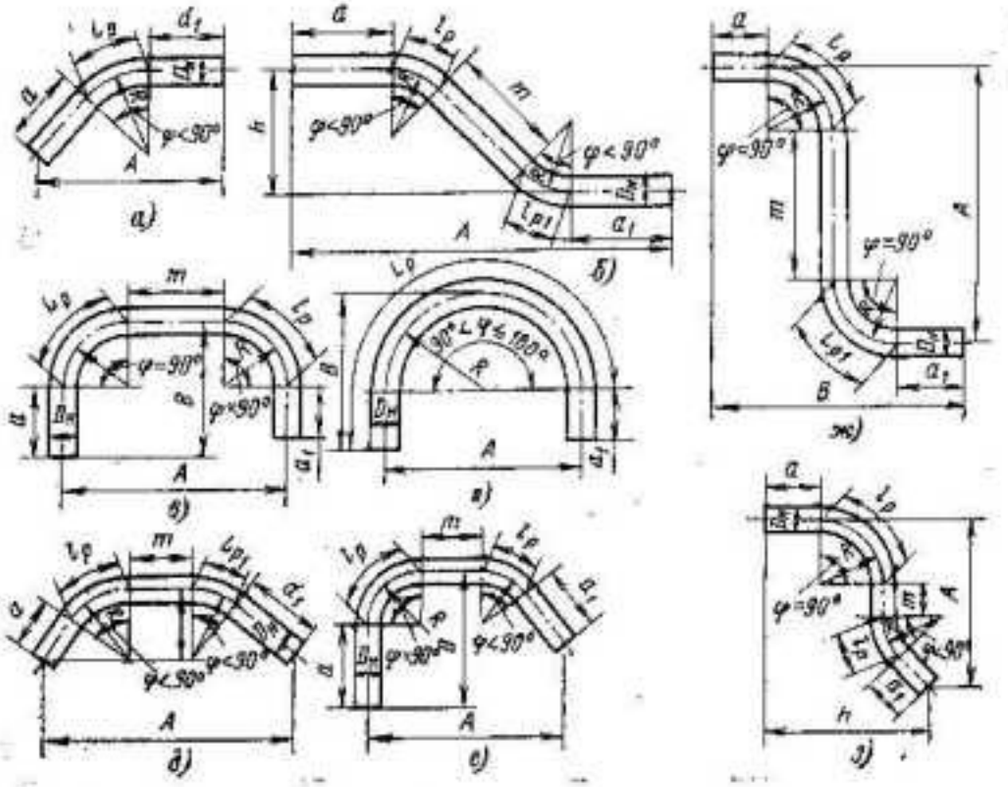


Рис. 2-1. Примеры выполнения гнутых труб.

а — отвод; *б* — двойной отвод; *в* — скоба; *г* — калач; *д* и *е* — несимметричные скобы; *ж* — утка; *з* — несимметричная утка.

Крутоизогнутые отводы (рис. 2-4) изготавливаются D_y 50—500 м с радиусом гиба, равным диаметру и 1,5 диаметра трубы. Штампованные отводы с двумя продольными швами изготавливаются на D_y 100 и более мм с радиусом гиба от одного до четырех диаметров без ограничения давления, но с обязательной проверкой 100% качества сварки сварных швов.

Переходы (рис. 2-5) в зависимости от параметров протекающей среды и диаметров трубопроводов изготовляются следующих типов: точеные из круглой стали D_y

Угол поворота φ	Эскиз	Угол поворота φ	Эскиз
22°30′	$L=L_0+X_1$	60°	$L=L_0-X_4$
30°	$L=L_0+X_2$	67°30′	$L=L_0-X_5$
45°	$L=L_0-X_3$	90°	$L=L_0-X_6$

Рис. 2-2. Отводы сварные.

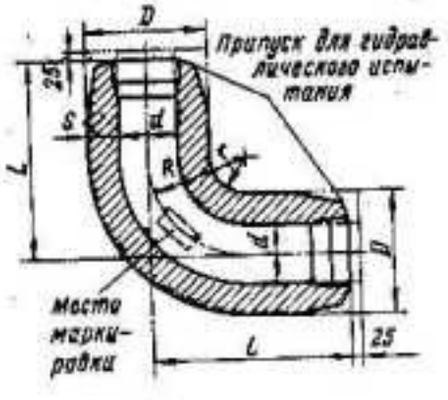


Рис. 2-3. Колено литое.

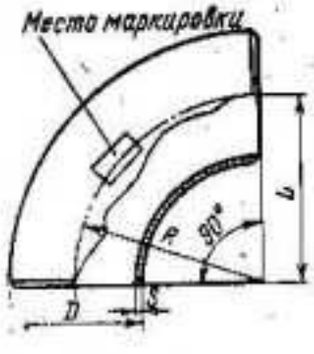


Рис. 2-4. Крутоизогнутый отвод.

20 мм; кованые, обжатые из труб D_y 50 мм и более; сварные из листовой стали.

Для блоков 300, 500 и 800 МВт для трубопроводов давлением 25,5 МПа изготовляются кованые переходы следующих размеров: D_y 40×20; 100×70; 125×70; 125×100; 150×100; 150×125; 200×100; 200×125; 200×150.

Симметричные и несимметричные сварные переходы (рис. 2-6) изготовляются на условное давление 1,6 МПа для трубопроводов $D_y \leqslant 700$ мм и на условное давление до 1,0 МПа для трубопроводов D_y 800—1200 мм.

Для паропроводов промежуточного перегрева с температурой среды 570°С блоков 300 МВт и выше сварные переходы имеют следующие условные проходы: 550×500; 500×400; 450×350; 450×400 мм. Переходы для труб больших диаметров для промежуточного перегрева пара 340°С условных проходов 600×450 и 650×400 мм.

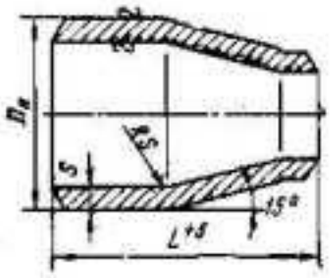


Рис. 2-5. Переход кованый.

Штампованные переходы из листовой стали из двух половин изготавливаются на более высокие параметры и диаметры.

Тройники изготовляются следующих видов:

1) кованые D_y 60 мм равнопроходные и переходные;
2) вытяжные из труб;

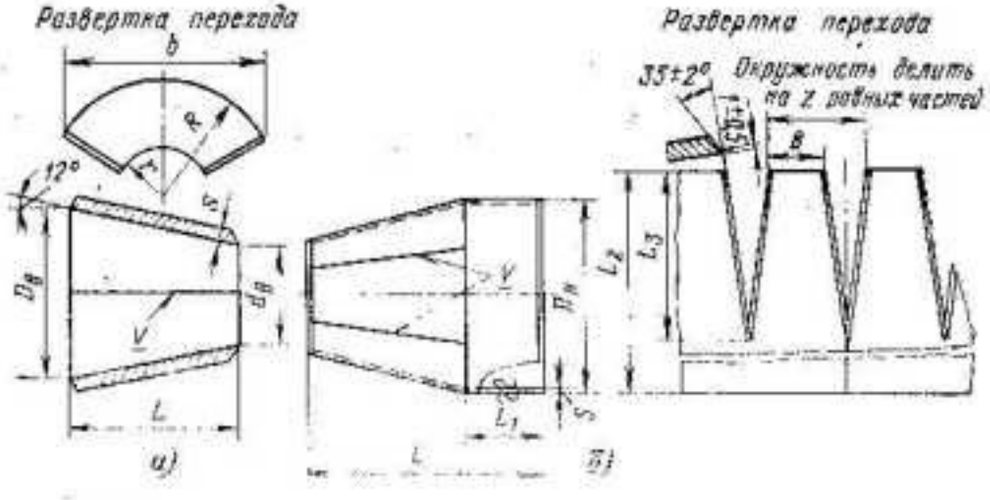


Рис. 2-6. Сварные переходы.
а — из листовой стали; *б* — из трубы лепестковый.

3) сварные D_y 100 мм и более. Равнопроходные корпуса этих тройников изготовляются из труб большего диаметра путем обжатия концов (рис. 2-7);

4) сборные переходные в зависимости от диаметра соединяемых труб с обжатым корпусом и без обжатия корпуса.

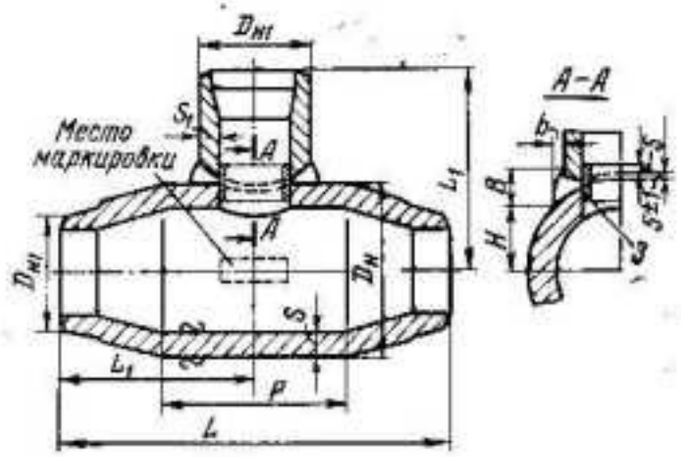


Рис. 2-7. Тройник сварной.

Фасонные части трубопроводов изготовляются заводами согласно ГОСТ и ОСТ. Технические требования к изготовлению фасонных частей трубопроводов определены ГОСТ 17380-72.

Глава третья

АРМАТУРА И ДИСТАНЦИОННЫЕ ПРИВОДЫ

3-1. КЛАССИФИКАЦИЯ АРМАТУРЫ ПО НАЗНАЧЕНИЮ И СПОСОБУ ПРИСОЕДИНЕНИЯ

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.

Первый класс — арматура запорная, служит для периодического включения или отключения потока среды; типичные представители запорной арматуры — вентили, задвижки.

Второй класс — арматура регулирующая и дросселирующая, служит для изменения или поддержания в трубопроводе или резервуаре параметров среды и ее расхода; типичные представители регулирующей арматуры — регулирующие вентили, клапаны, дросселирующие устройства, охладители пара, регуляторы уровня, конденсатоотводчики.

Таблица 3-1

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	Пробко-спускные краны Указатели уровня

Третий класс — арматура предохранительная, служит для защиты резервуара или трубопровода от чрезмерного повышения давления, а также для предотвращения обратного потока среды; типичные представители предохранительной арматуры — предохранительные клапаны, аварийные клапаны, импульсно-предохранительные устройства, состоящие из импульсного вспомогательного и предохранительного главного клапана, обратные клапаны.

Четвертый класс — арматура контрольная, служит для контроля наличия среды или уровня среды; 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 табл. 3-1.

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
Монель-металл	Серый с желтыми полосками по периметру
Сталь кислотостойкая и нержавеющая	Голубой
Сталь нитрированная или твердые сплавы	Фиолетовый
Баббит	Желтый
Алюминий	Алюминиевый
Кожа, резина	Коричневый
Эбонит	Зеленый
Пластмасса	Серый с синими полосками по периметру
Без колец	Цвет окраски корпуса и крышки

Вся энергетическая арматура, выпускаемая в Советском Союзе, изготавливается на трех заводах: Барнаульском котельном (БКЗ), Таганрогском котельном «Красный котельщик» (ТКЗ) и Венюковском арматурном (ВАЗ).

Первые два завода кроме основной продукции — парогенераторов — выпускают арматуру сравнительно низких параметров — на условное давление p_y 6,4 и 10,0 МПа, температуру 425 и 450°С.

Венюковский арматурный завод является единственным специализированным предприятием по выпуску арматуры для энергетических блоков высоких и сверхвысоких параметров. Завод обеспечивает серийный выпуск арматуры для установок, работающих на перегретом паре с параметрами 10,0 МПа, 540°С и 14,0 МПа, 570°С и на питательной воде с параметрами 18,4 МПа, 250°С и 23,0 МПа, 230°С.

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

Согласно принятому обозначению по таблицам и фигурам каталогов арматура имеет следующие четыре условные характеристики:

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

Пробко-спускной кран	10
Кран для трубопровода	11
Указатель уровня	12
Вентиль	14 и 15
Обратный подъемный и приемный, клапаны с сеткой	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
Монель-металл	мн
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 привод	9

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

Бронза, латунь	бр
Монель-металл	мн
Кислотостойкая и нержавеющая сталь	нж
Нитрированная сталь	нт
Баббит	бт
Стеллит	ст
Сормайт	ср

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: гуммирование — гм, 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.

Таблица 3-2

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-30-6)
1,0	200	300	ГОСТ 1412-70 (не ниже марки ч-15-32)
0,6	120	600	
0,25	120	1600	

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.

Чугунная арматура для трубопроводов на электростанции применяется в соответствии с правилами Госгортехнадзора согласно табл. 3-2.

Применение серого чугуна для спускной арматуры запрещается. Соединение чугунной арматуры с элементами трубопровода должно выполняться на фланцах.

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.

Регулирующая арматура предназначена только для регулирования количества среды, протекающей через нее, и в качестве запорной арматуры служить не может.

Дросселирующая арматура так же, как и регулирующая, в качестве запорной служить не может. В качестве регулирующей и дросселирующей арматуры применяют регулирующие вентили, клапаны игольчатые, клапаны шиберные, дросселирующие устройства, регуляторы питания, регуляторы уровня.

Предохранительная арматура предназначена для понижения давления среды за счет автоматического выпуска в атмосферу избыточного количества среды при повышении давления в трубопроводе, в парогенераторе или в каком-либо другом аппарате или оборудовании. В качестве предохранительной арматуры применяют рычажные, пружинные и импульсные предохранительные клапаны.

Клапаны обратные предназначены для автоматического прекращения прохода среды в обратном направлении.

Арматура контрольная предназначена для контроля наличия и уровня среды в трубопроводах, сосудах и оборудовании. В зависимости от параметров и агрессивности среды арматура бывает различной конструкции. По способу присоединения арматуры к трубам и оборудованию арматура бывает фланцевая и приварная.

3-2. КОНСТРУКЦИЯ АРМАТУРЫ

Запорная арматура

Описание конструкции основных видов запорной арматуры дано на следующих примерах.

Вентили чугунные выпускаются с присоединительными фланцами. Вентили стальные выпускаются с фланцами и без фланцев. Бесфланцевая арматура присоединяется к трубопроводу на сварке. На рис. 3-1 приведена конструкция фланцевого запорного вентиля 15с22бр, 15с22нж, предназначенного соответственно для воды и

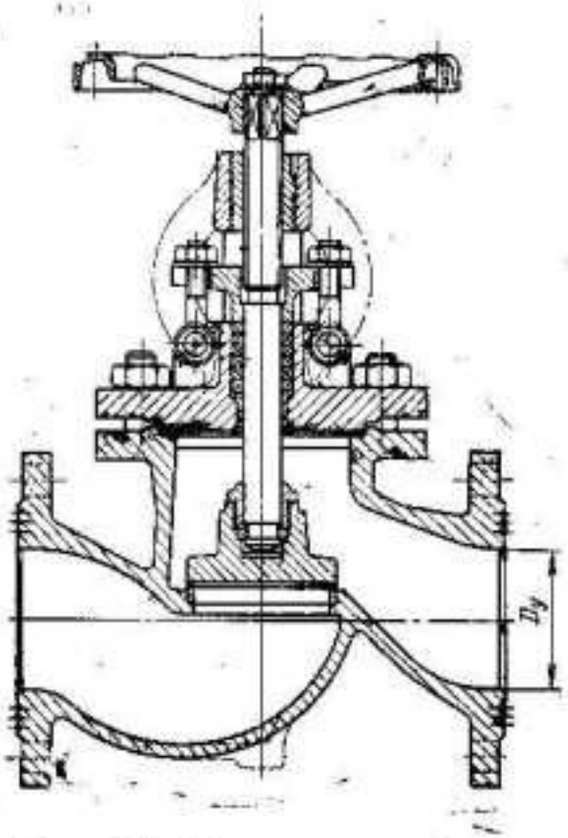


Рис. 3-1. Вентиль запорный фланцевый.

пара при температуре до 225°С и для перегретого пара при температуре 425°С.

Вентили с условными проходами 150 и 200 мм изготовляются с внутренним обводом для снижения усилий при открывании вентиля.

Рабочая среда подается под золотник для вентилей без обвода и на золотник для вентилей с обводом. Вентили могут быть установлены в любом рабочем положении. Стальные вентили D_y 20, 25, 32 и 80 мм на p_y=10 МПа и 6,4 МПа (рис. 3-2) изготовляются из кованой стали. Вентили предназначены для воды и пара.

У вентилей D_y 10 мм для воды отсутствует фланцевое соединение для корпуса с крышкой. Бугель крепится непосредственно к корпусу на резьбе и плотно обваривается. Сальниковая втулка и грундбукса выполнены из двух частей, что позволяет разбирать вентиль. Высота сальниковой камеры принята минимально допустимой, что обеспечивает возможность наплавки седла в корпусе.

Корпуса и крышки вентилей D_y 50 мм отливаются из стали марки 15ХМ1ФЛ (для пара) и марки 25Л (для воды). Уплотнительные поверхности у вентилей D_y 10 и 20 мм имеют форму конуса, у вентилей D_y 50 мм они плоские.

Для повышения надежности работы затвора и обеспечения постоянства посадки тарелки на уплотнительную поверхность седла имеются специальные шпонки в корпусе (у вентиля D_y 10 и 20) и в тарелке (у вентилей D_y 50), исключающие возможность поворота тарелки относительно корпуса.

Вентили открываются и закрываются перемещением тарелки, шарнирно-сочлененной со шпинделем. Последней имеет вращательно-поступательное движение (у вентилей D_y 10 и 20) или поступательное (у вентилей D_y 50).

Вентили D_y 20 для пара выпускаются с маховиком для ручного управления и с электроприводом. Вентиль D_y 50 для воды управляется от колонкового электропривода.

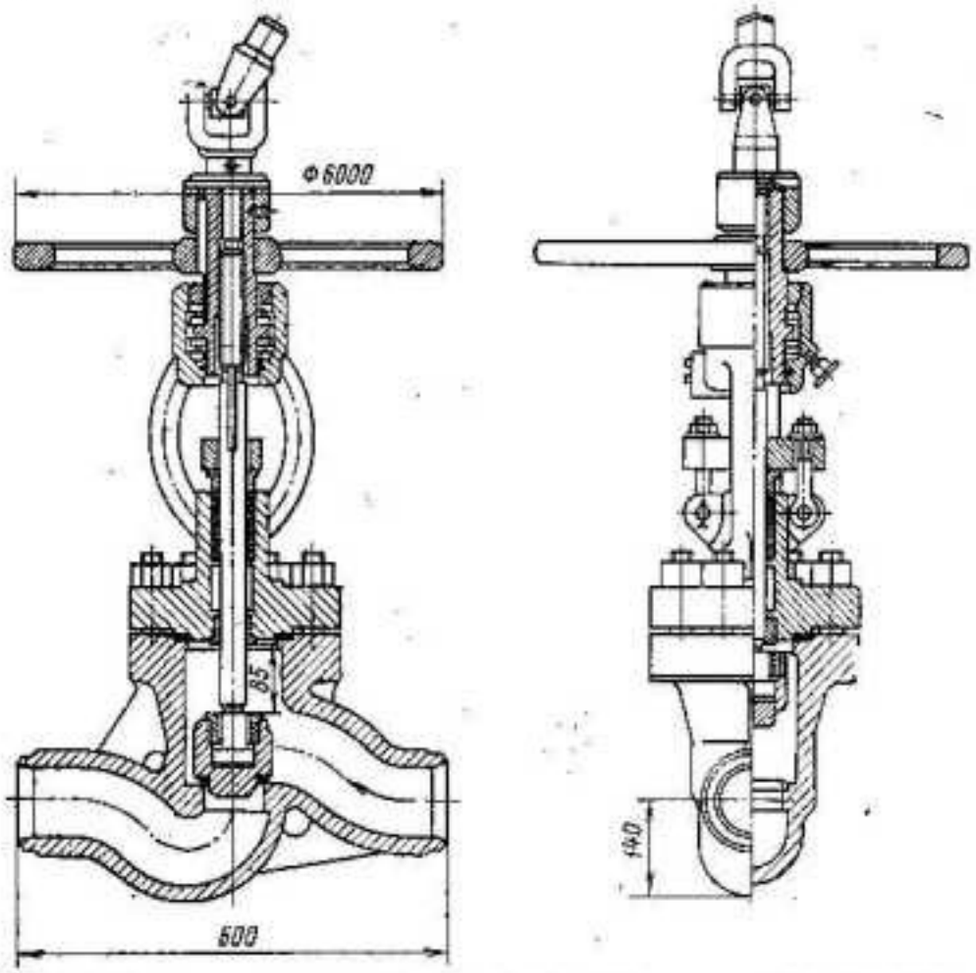


Рис. 3-2. Стальные вентили D_y, 20, 25, 32 и 80 мм, p_y=1,0 и 6,4 МПа.

Задвижки изготовляются из серого и ковкого чугуна, стали и предназначены для работы при разных давлениях и температурах среды.

Задвижки бывают с ручным приводом, электроприводом и гидравлическим приводом. Ручным приводом снабжены задвижки сравнительно небольших диаметров.

Чугунные задвижки на низкое давление имеют фланцы для присоединения к трубопроводу. Задвижки сталь-

ные на среднее давление выпускаются как с фланцами, так и без фланцев (рис. 3-3).

На рис. 3-4 показана клиновая задвижка с невыдвижным шпинделем с электроприводом 30ч925бр. Задвижки применяются для воды и пара при температуре до 100°С и выпускаются диаметром от 500 до 2000 мм на условное

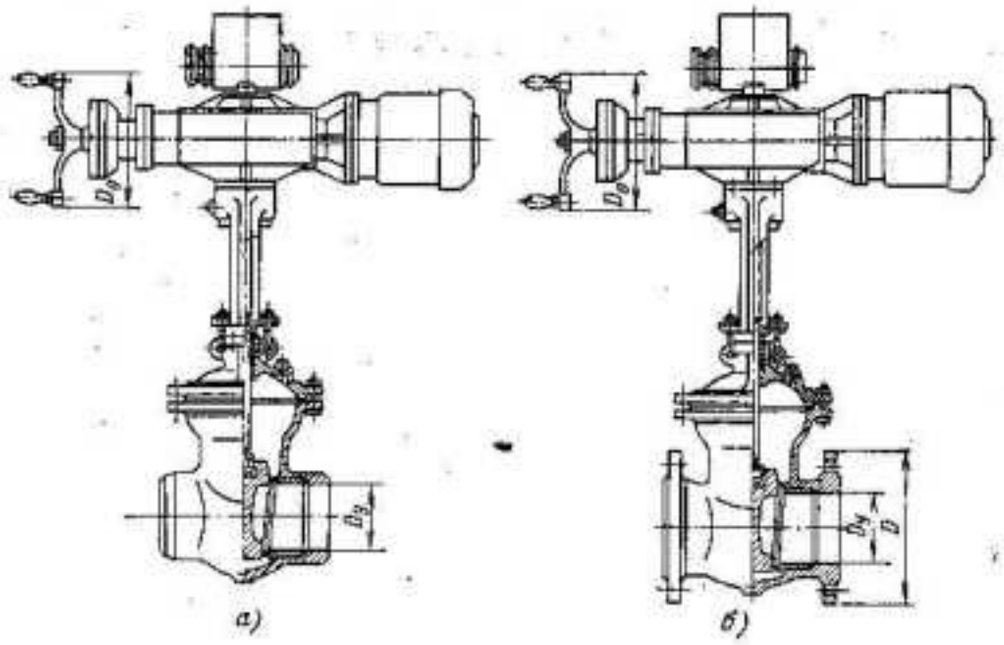


Рис. 3-3. Задвижки стальные.
а — приварные; *б* — фланцевые.

давление до 0,6 МПа. Задвижки выполняются с латунными или бронзовыми уплотнительными кольцами. Они устанавливаются в горизонтальном трубопроводе в положении «приводом вверх». Допускается установка задвижек в горизонтальном трубопроводе в положении «на ребро» при перестановке электропривода в горизонтальное положение — «червяком вниз».

Задвижка для пара на параметры P_y 6,4 и 10,0 МПа условных проходов 150, 200, 250, 300 и 350 мм изготовляет БКЗ (рис. 3-5).

Корпуса и крышки задвижек выполнены литыми из углеродистой стали. Уплотнительные поверхности корпусов наплавлены нержавеющей сталью 2Х13 или электродами типа ЦН-6 на кольца, приваренные в корпусе. Затвор задвижек клиновой; он состоит из двух тарелок (дисков), изготовленных из азотированной стали и закрепленных в обойме с помощью тарелкодержателей.

Задвижки присоединяют к трубопроводу сваркой, присоединительные размеры стыковых кромок корпусов задвижек соответствуют междуведомственным нормалям на сварные стыковые соединения трубопроводов. Задвижки привариваются к трубам на подкладных кольцах, которые поставляются комплектно с задвижками.

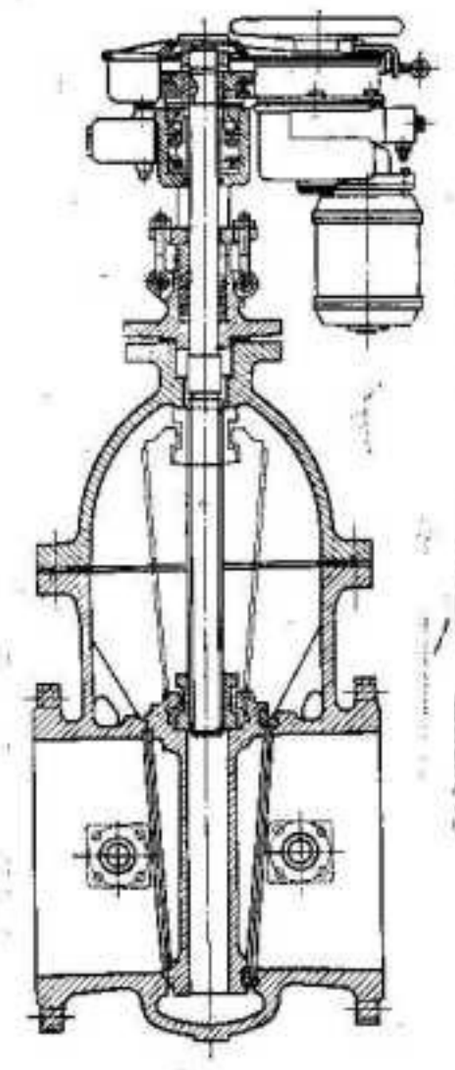


Рис. 3-4. Клиновая задвижка с невыдвижным шпинделем.

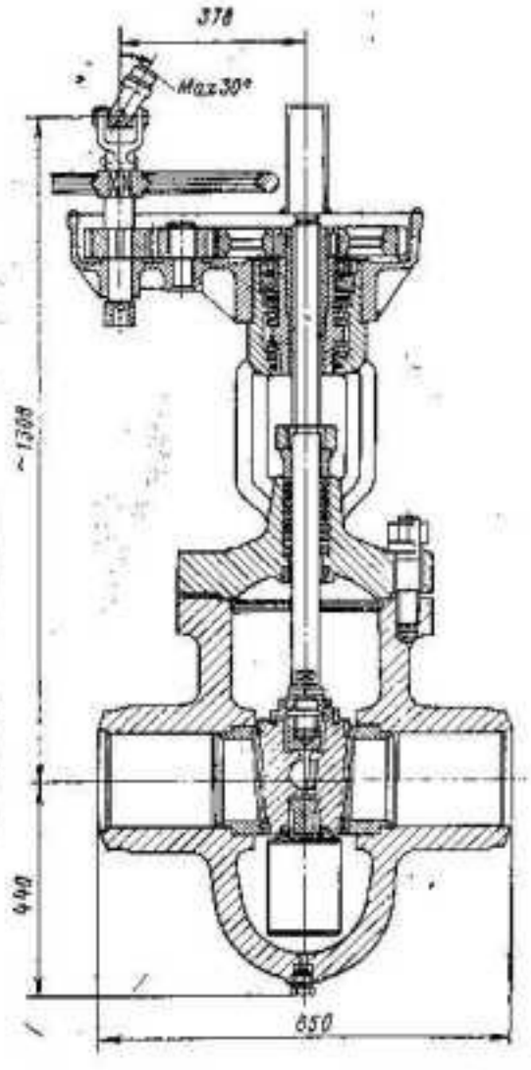


Рис. 3-5. Задвижки D_y, 150, 200, 250, 300 и 350 мм.

Задвижки устанавливают на горизонтальных участках трубопроводов так, что шпиндель остается в пределах верхней полуокружности, а на вертикальных участках трубопроводов их устанавливают шпинделем горизонтально.

Поворотные затворы применяются на напорных водопроводах для предотвращения обратного потока воды при температуре до 60°С. На электростанциях они применяются на трубопроводах циркуляционной воды в береговых насосных станциях. Затворы изготовляются на p_y=1,0 МПа.

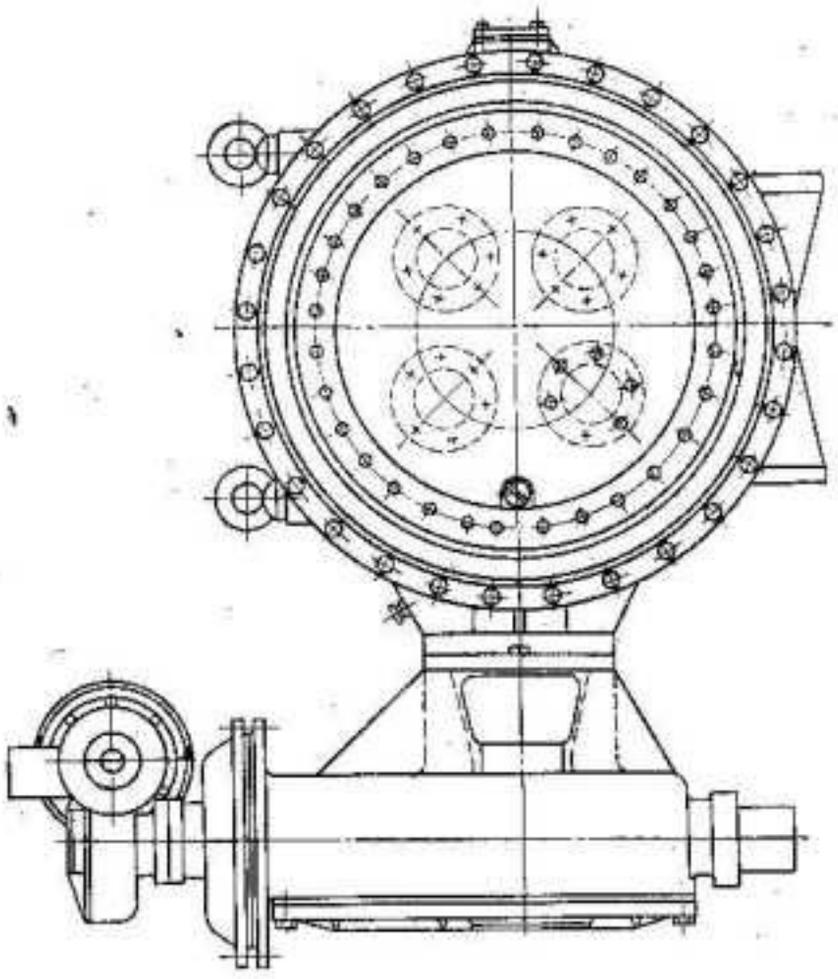


Рис. 3-6. Поворотный дисковый затвор.

По конструкции поворотные затворы бывают конусные и дисковые, автоматические с гидроприводом и электроприводом.

Поворотный дисковый затвор (рис. 3-6) имеет уплотнительное кольцо из сплошного резинового шнура круглого сечения. Кольцо закладывают в канавку диска, зажимают в гнезде прижимным кольцом, создавая таким образом равномерно выпуклый поясок по всей окружности, который в положении диска «закрыто» плотно при-

жимается к уплотнительной поверхности. Затворы изготовляются на условные проходы D_y 400, 600, 800, 1000, 1200, 1400 и 1600 мм. Затвор имеет электропривод-дублер для ручного управления.

Затвор устанавливается в горизонтальном трубопроводе в положении «приводом вверх» или в вертикальном

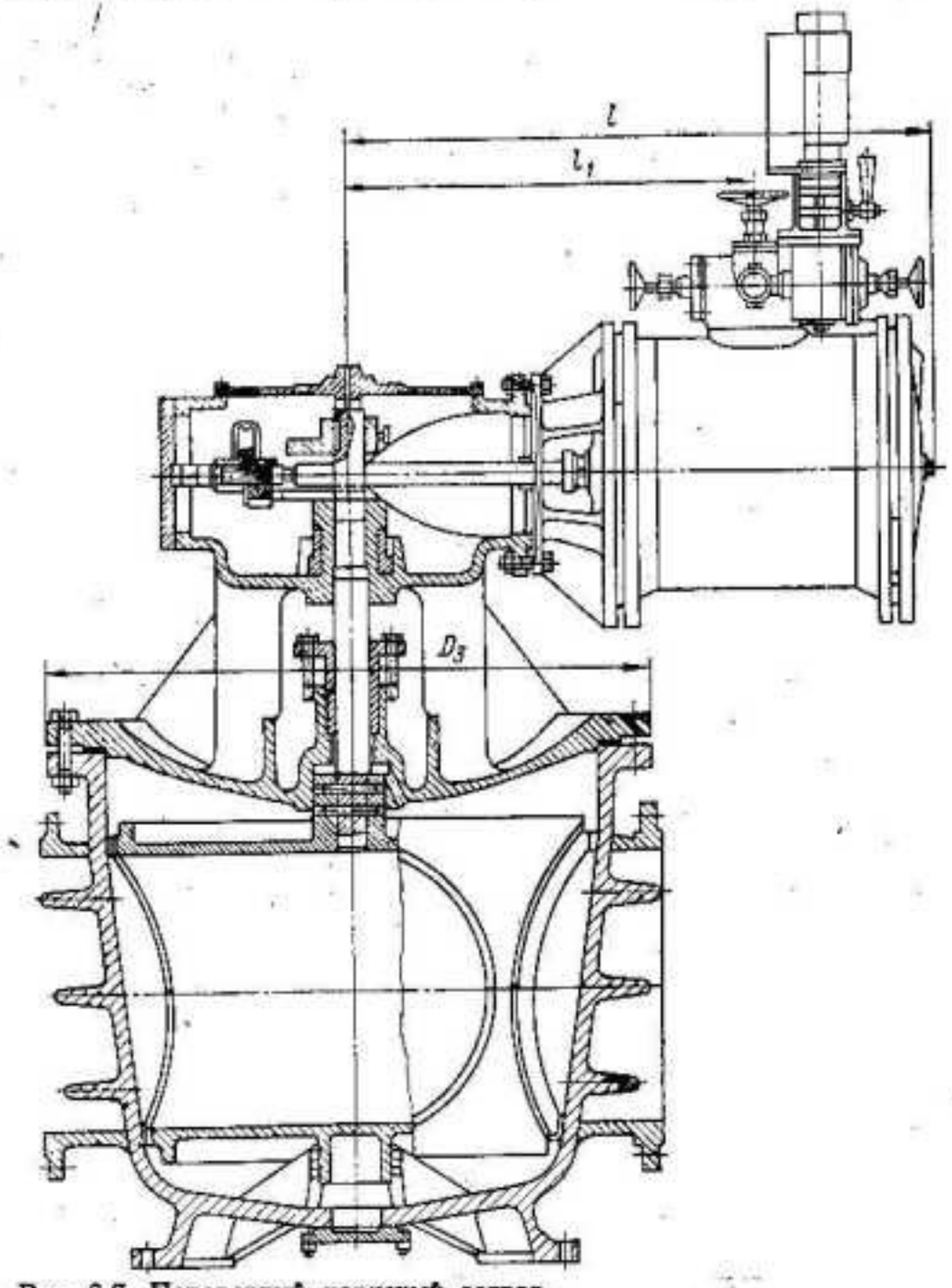


Рис. 3-7. Поворотный конусный затвор.

трубопроводе с расположением электропривода «червяком вниз».

Автоматические поворотные конусные затворы с гидроприводом (рис. 3-7) изготавливаются на условное давление 1,0 МПа с условным проходом от 200 до 700 мм. Уплотнительные поверхности пробки затвора выполнены из кислотостойкой стали. Затвор открывается и закрывается гидроприводом. Для поворота пробки затвора под полным рабочим давлением среды p_y=1,0 МПа давление воды в гидропривода должно быть не менее 0,1 МПа.

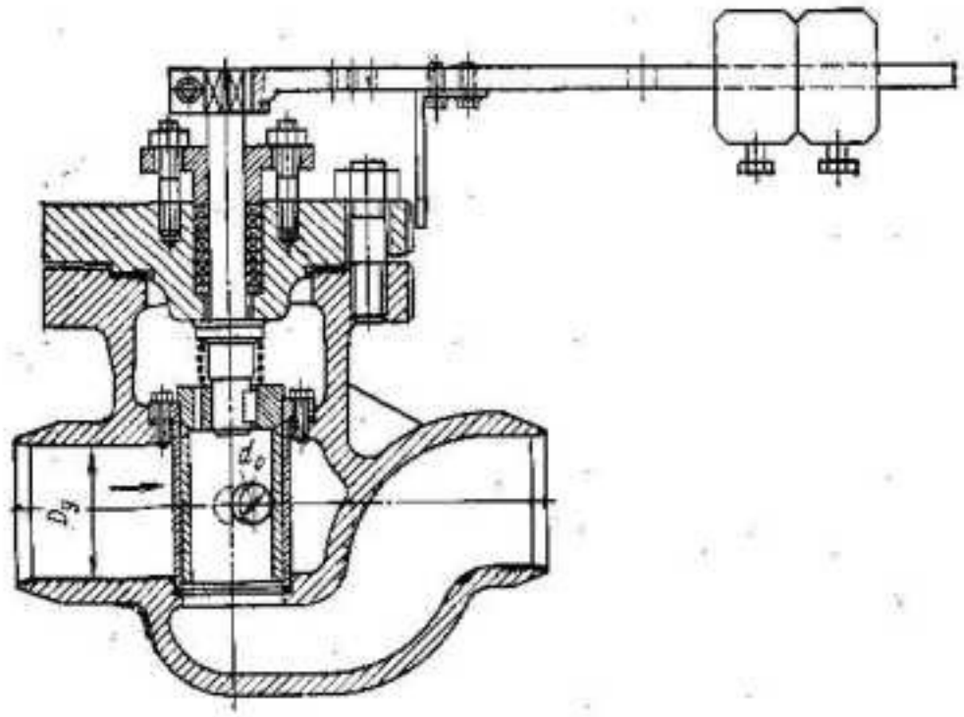


Рис. 3-8. Клапаны регулирующие питательные.

При остановке насоса затвор закрывается, а при пуске насоса по достижении нормального давления — открывается. Управление гидроприводом автоматическое от золотника с тяговым электромагнитом и ручное. Затвор устанавливается в горизонтальном трубопроводе электромагнитом соленоидного привода вверх.

Регулирующая арматура

Арматура регулирующая изготовляется ТКЗ на параметры p_y=6,4 МПа, t=425°С; p_y=10,0 МПа, t=540°С для D_y 50, 100 и 150 мм, а также регуляторы

питания и регуляторы перелива для воды с параметрами 2,5 МПа, t=350°С, D_y 80 и 100 мм и регуляторы уровня (чугунные) D_y 50 и 80 мм на параметры p_y=1,0 МПа, t=300°С.

Корпуса всей регулирующей арматуры (за исключением регуляторов уровня) выполняют литыми из углеродистой стали; золотники, гильзы и штоки — из легированных нержавеющих сталей. Крышки, шпильки для фланцевых соединений корпуса и крышки изготовляют из углеродистой стали.

Клапаны регулирующие питательные с условным проходом D_y 50, 80, 100 и 150 мм (рис. 3-8) поворотного типа предназначены для установки на питательных линиях паровых котлов.

Количество протекающей среды регулируется изменением площади проточного сечения в результате поворота золотника клапана относительно гильзы клапана, запрессованной в корпусе. Полный угол поворота рычага клапана составляет 60—65°. Привод рычага клапана может быть осуществлен с помощью колонки дистанционного управления (КДУ), колонки автоматического регулирования или термостатами.

Клапаны регулирующие питательные поворотного типа могут быть установлены на горизонтальных и вертикальных участках трубопроводов с произвольным расположением шпинделя в зависимости от удобства подключения управляющего органа. Клапан должен быть установлен так, чтобы поток среды был направлен на гильзу золотника.

Клапаны регулирующие золотникового типа условного прохода 100 и 150 мм предназначены для регулировки количества протекающей среды. Регулирование осуществляется изменением площади проточного сечения в результате поступательного перемещения золотника относительно окон гильзы клапана, запрессованной в литую перемычку корпуса клапана. Золотник, центрируемый в гильзе клапана, верхней своей частью шарнирно соединен со штоком клапана. В верхнем конце штока имеется окно прямоугольного сечения, в которое своим сферическим концом входит внутренний рычаг, закрепленный на квадрате приводного валика. На наружных концах приводного валика (на квадратах) закреплен наружный рычаг, к которому присоединяется тяга от колонки дистанционного управления (КДУ).

Клапаны устанавливаются на вертикальном участке трубопровода с подачей среды в межкорпусное пространство клапана.

Клапаны регулирующие золотникового типа (рис. 3-9) D_y 100, 150, 200, 250 мм, p_y 6,4 МПа и D_y 80, 100, 150, 200 и 250 мм, p_y=10,0 МПа предназначены для понижения давления перегретого или насыщенного водяного

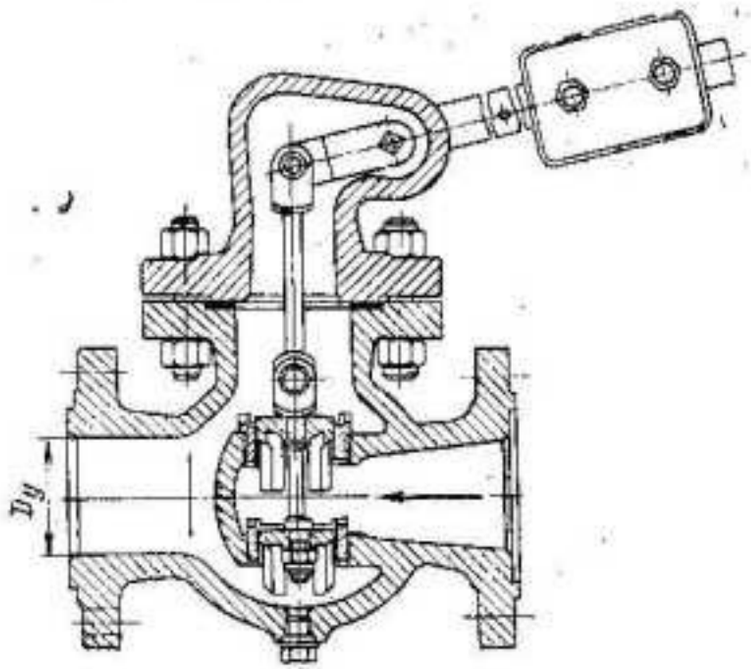


Рис. 3-9. Клапан регулирующий золотниковый.

пара до требуемого значения и поддержания его в допустимых пределах. Эти клапаны можно применять также для регулирования количества воды и других неагрессивных взрыво- и пожаробезопасных сред при перепаде давления на клапане не более 1,0 МПа.

Изменения количества или давления среды в процессе регулирования осуществляют изменением сопротивления (проходного сечения) клапана путем соответственно подъема или опускания золотника, перекрывающего проход в корпусе клапана. Клапан регулирующий D_y 150 мм, p_y=1,6 МПа (рис. 3-10) предназначен для регулирования количества греющего пара, вводимого в деаэратор повышенного давления.

Корпус регулирующего клапана отлит из легированной стали 20ХМЛ. Крышка изготовлена из стали 12ХМ.

В выточках между корпусом и крышкой закреплен цилиндр с окнами. При помощи шпинделя, выведенного через сальниковое уплотнение крышки клапана наружу и соединенного с рычажной системой, в цилиндре совершает поступательное движение поршень, открывая или закрывая окна в цилиндре и тем самым изменяя площадь проходного сечения для прохода пара.

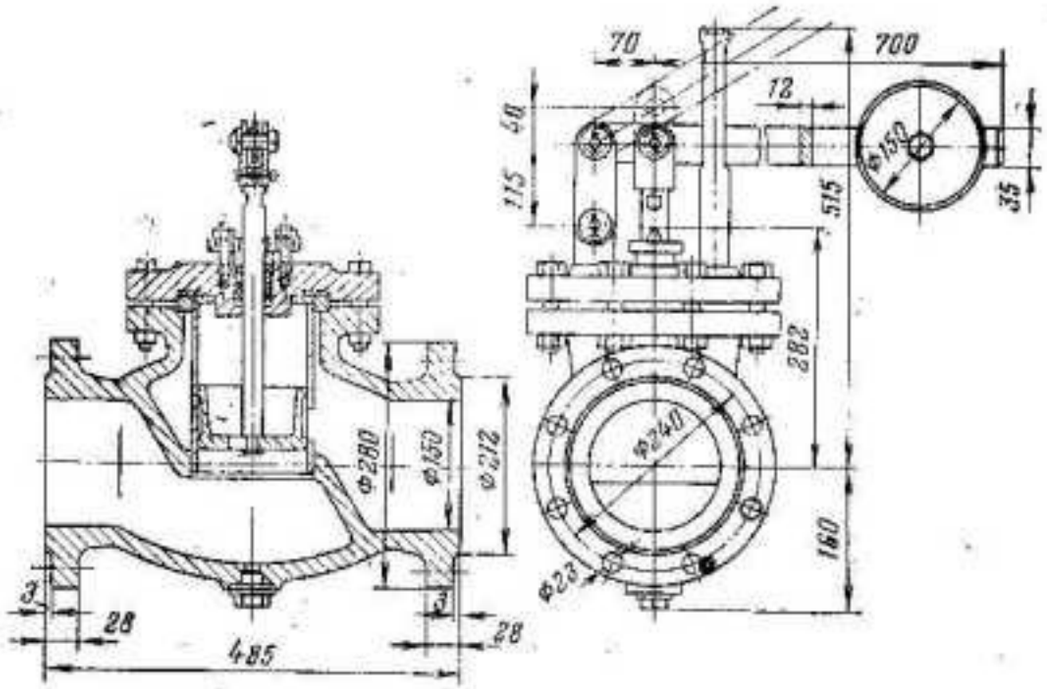


Рис. 3-10. Клапан регулирующий для пара.

Конденсатоотводчики (горшки конденсационные) D_y 25 мм, p_y=6,4 и 10,0 МПа, изготовляемые БКЗ, предназначены для автоматического удаления конденсата из паропроводов (рис. 3-11).

Конденсат, попадая в конденсационный горшок в смеси с паром, заполняет пространство между корпусом и поплавком. По мере заполнения корпуса конденсатом поплавок всплывает и клапаном закрывает отверстие в седле. При дальнейшем поступлении конденсата последний начинает переливаться внутрь поплавка, увеличивая тем самым его вес. В результате увеличения веса поплавок опускается и, увлекая за собой втулку с клапаном, открывает проход в седле клапана. При этом давлением пара конденсат вытесняется из конденсационного горшка. По мере вытеснения конденсата поплавок

поднимается и закрывает проход в седле клапана. При накоплении конденсата в корпусе конденсационного горшка процесс повторяется.

Установка конденсационных горшков допускается только в строго вертикальном положении. Монтаж конденсационных горшков следует производить так, чтобы конденсат поступал к ним самотеком. Ввиду того что при прогреве трубопроводов конденсата образуется на-

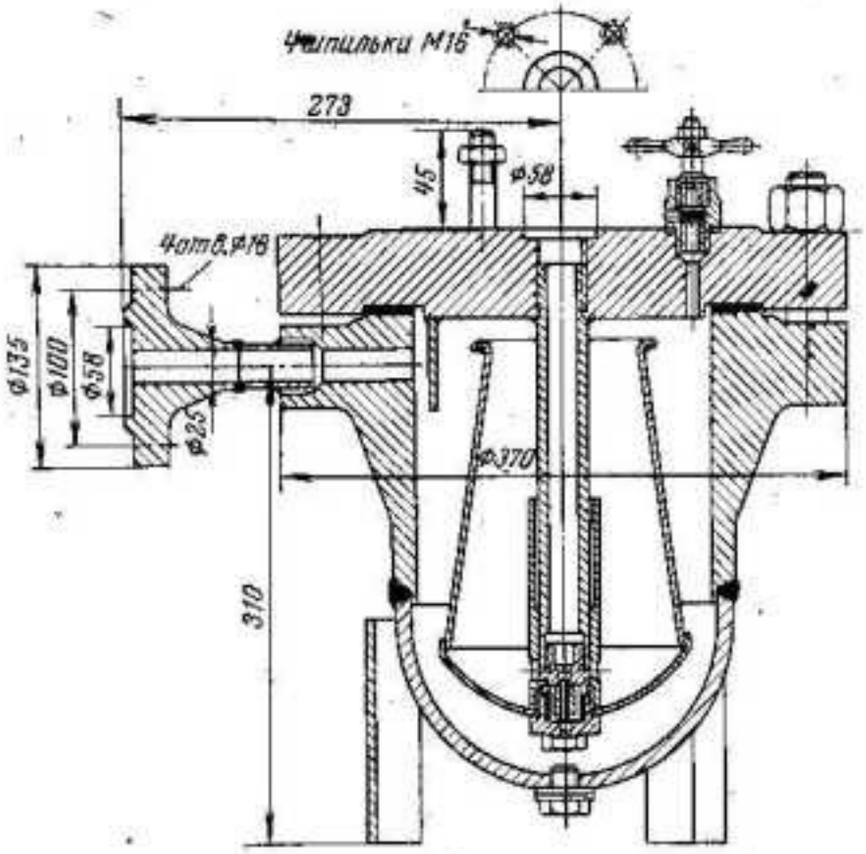


Рис. 3-11. Конденсатоотводчик.

много больше, чем может пропускать конденсационный горшок при нормальной работе, должны предусматриваться обводные линии, обеспечивающие пропуск конденсата минуя горшок при прогреве паропроводов, а также для отключения горшка при его ремонте.

Регуляторы уровня (рис. 3-12) устанавливаются в непосредственной близости к сосудам или на сосудах и служат для поддержания заданного уровня конденсата в сосуде.

Поплавковая (успокоительная) камера соединяется трубами с паровым и водяным пространством сосуда, поэтому уровень воды и давление в камере такие же, как и в сосуде. Уровень регулируется поплавком, который действует на золотник регулирующего клапана. Поплавок, перемещаясь вместе с уровнем воды, действует на золотник регулирующего клапана. При понижении уровня воды в камере поплавок опускается, в результа-

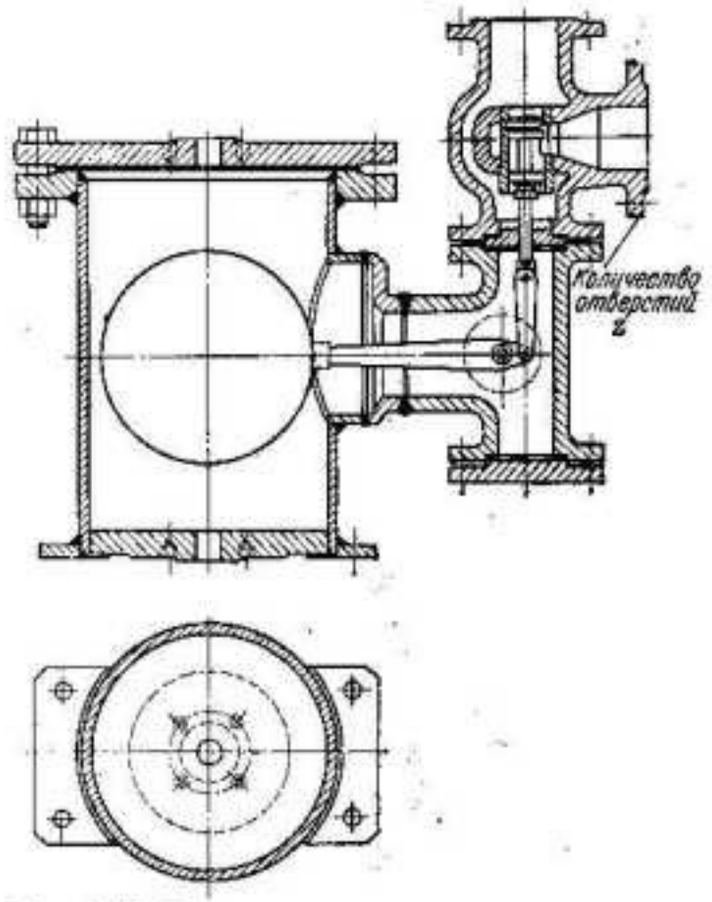


Рис. 3-12. Регуляторы уровня.

те чего поднимается золотник, увеличивается проходное сечение и, следовательно, увеличивается подача воды в бак. Повышение уровня воды в баке оказывает обратное действие на клапан.

Регуляторы перелива (рис. 3-13) применяются для аварийного слива воды с бойлеров, подогревателей и баков. Действие регуляторов перелива основано на том же принципе, что и регуляторы уровня. В случае

аварийного повышения уровня воды в корпусе подогревателя бойлера или в баке поплавковая камера регулятора перелива заливается водой, поплавок всплывает, золотник перемещается вверх и перекрывает золотниковые окна таким образом, что пространство над поршнем будет соединено со спускной линией, а пространство под

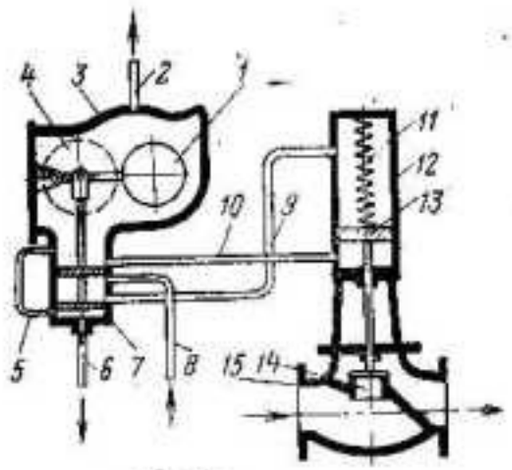


Рис. 3-13. Схема действия регулятора перелива в установке для аварийного слива воды.

1 — поплавок; *2* — труба для отвода воздуха (соединение с бойлером); *3* — поплавковая камера регулятора перелива; *4* — фланец поплавковой камеры; *5* — внутренний канал поплавковой камеры; *6* — спускная линия; *7* — золотник; *8* — трубопровод для подачи из напорной магистрали; *9* и *10* — соединительные трубы; *11* — пружина; *12* — поршневая камера; *13* — поршень клапана аварийного слива; *14* — клапан аварийного слива; *15* — корпус клапана аварийного слива.

поршнем — с трубопроводом. Под давлением воды, поступающей из трубопровода, поднимается поршень и клапан аварийного слива откроется. Излишек воды из подогревателя через клапан будет слит в дренаж.

После снижения уровня воды аварийный клапан автоматически закроется, так как поплавок и золотник возвратятся в свои нижние положения.

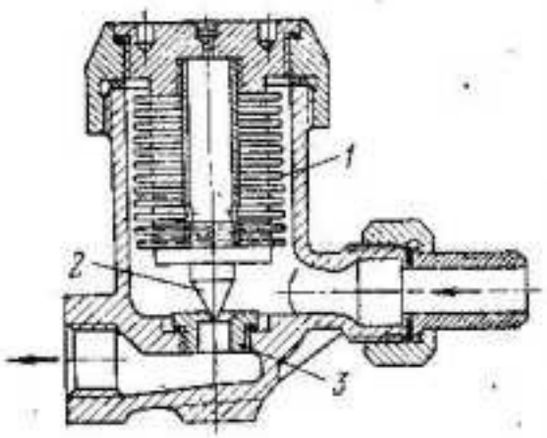


Рис. 3-14. Конденсационный горшок с термостатом p_y=0,6 и 1,6 МПа.

Регуляторы перелива устанавливаются так, чтобы продольная ось поплавковой камеры была строго вертикальной.

Конденсационный горшок с термостатом (рис. 3-14) на дренажных линиях для организованного отвода конденсата. Термостат (сильфон) *1* частично заполнен специальной жидкостью. При поступлении в конденсатоотводчик пара давление в термостате

становится выше, чем давление поступающего пара, поэтому сильфон удлиняется и с помощью прикрепленного к нему золотника *2* закрывает проход через седло *3*, предотвращая утечку пара. Когда в конденсатоотводчик попадает конденсат, его температура по мере охлаждения становится ниже температуры пара. При снижении

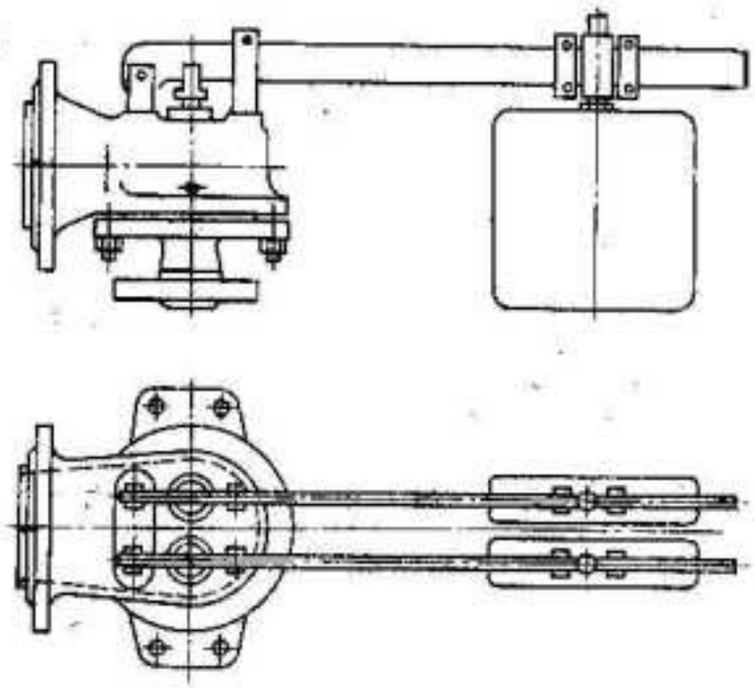


Рис. 3-15. Предохранительный клапан рычажного типа.

температуры конденсата на 15—35°С давление в сильфоне уменьшается, он сжимается и поднимает кверху золотник, открывая проход для конденсата в дренажную линию.

Предохранительные клапаны

В настоящее время применяются три основных типа предохранительных клапанов: 1) рычажные, 2) пружинные, 3) импульсные.

Клапан рычажного типа представлен на рис. 3-15. Клапан будет выпускать пар в атмосферу до тех пор, пока давление пара в парогенераторе или трубопроводе не снизится до номинального значения, сила, отрывающая тарелку от седла, станет меньше силы P_1, прижимающей тарелку к седлу, клапан закроется, и вы-

пуск пара в атмосферу прекратится. У рычажных клапанов сила P_1, прижимающая тарелку клапана к седлу, должна быть на 8% больше силы $P=p_{раб}\pi d^2/4$, стремящейся оторвать тарелку от седла:

$$P_1=1{,}08P.$$

Следовательно, удельное давление на уплотнительных поверхностях рычажных клапанов очень мало, что является большим недостатком этих клапанов.

Рычажные клапаны открываются, когда давление под тарелкой клапана выше номинального на 5—8%, и закрываются когда давление под тарелкой клапана установится на 10—15% ниже номинального, что также является их недостатком и в особенности в установках высокого давления. Надежность и стабильность работы рычажных предохранительных клапанов в большой мере зависит от конструкции рычажной системы клапана и тщательности технологического исполнения ее.

Конструкция рычажной системы должна обеспечивать минимально возможное трение в шарнирных соединениях. Поэтому в большинстве конструкций эти соединения выполняются по принципу рычажных весов на ножевых опорах.

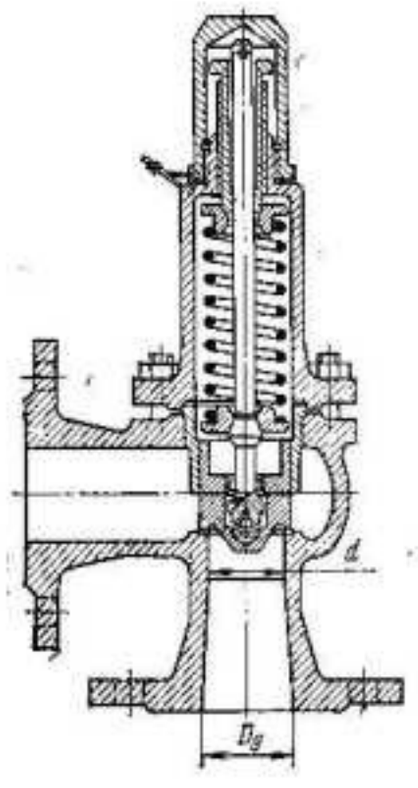


Рис. 3-16. Предохранительный клапан пружинного типа.

Предохранительные клапаны пружинного типа (рис. 3-16) имеют принцип действия тот же, что и у клапанов рычажного типа.

В клапанах пружинного типа после отрыва тарелки от седла одновременно с возрастанием силы, поддерживающей тарелку в открытом состоянии, возрастает и сила, стремящая посадить тарелку на седло, потому что при подъеме тарелки увеличивается степень сжатия пружины и соответственно увеличивается сила, передаваемая ею на тарелку. Вследствие этого устраняется запаздывание закрытия клапана после снижения давления

в парогенераторе или аппарате до номинального. В связи с тем, что с повышением давления пара в парогенераторах конструкция пружинных предохранительных клапанов усложняется, они становятся громоздкими, появляется потребность в увеличении количества клапанов и выхлопных трубопроводов и надежность их работы уменьшается. Поэтому эти клапаны применяются только на установках вспомогательного назначения, работающих при низком или среднем давлении.

Предохранительные клапаны импульсного типа (рис. 3-17) получили большое распростра-

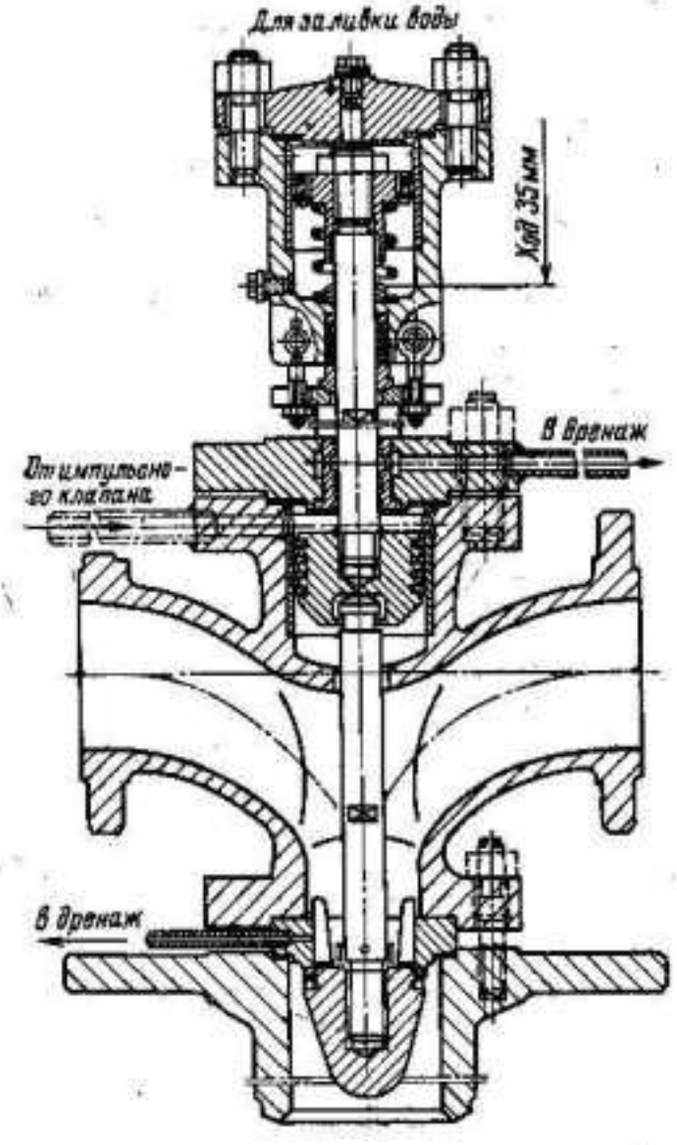


Рис. 3-17. Предохранительный клапан импульсного типа.

нение в установках, где давление среды превышает 3,9 МПа, и в установках высокого и сверхвысокого давлений. Предохранительные клапаны являются одним из основных элементов защиты мощных энергоустановок. Принцип действия этих клапанов совершенно отличен от принципа действия клапанов рычажного и пружинного типов.

Если в клапанах двух последних типов давление пара стремится оторвать тарелку от седла и открыть клапан, то в клапанах импульсного типа давление пара прижимает тарелку к седлу, и чем больше давление пара, тем плотнее закрывается затвор клапана.

Предохранительный клапан этого типа открывается под действием пара на поршень сервомотора клапана. Пар подается в камеру сервомотора по трубкам после открытия импульсного клапана, установленного на трубопроводе.

Для предохранения клапана от воздействия ударных нагрузок при его открытии и закрытии над его поршневой камерой установлено демпферное устройство, которое замедляет движение ходовой части клапана при его срабатывании.

Демпферное устройство состоит из поршневой камеры и поршня, который через шток соединен с поршнем клапана. Поршневая камера демпфера всегда заполнена водой, которая перетекает через отверстия в поршне из плоскости под поршнем в плоскость над поршнем при открывании клапана и обратно — при закрывании клапана.

В поршневой камере демпферного устройства устанавливается спиральная пружина сжатия, которая удерживает клапан в закрытом состоянии при отсутствии давления в котле или в трубопроводе, а также при транспортировании и хранении клапана. Так как демпфер должен работать безотказно при срабатывании клапана, камера демпфера должна быть постоянно заполнена водой. Постоянное заполнение камер демпферных устройств водой обеспечивается из бака *1* (рис. 3-18), который сообщается с камерами демпферов *2*. Во время эксплуатации этих клапанов необходимо периодически контролировать заполнение водой камер демпферных устройств.

Для предотвращения утечки воды из поршневой камеры демпферного устройства на проходе штока через

корпус сделано небольшое сальниковое уплотнение. В связи с тем, что во время пусконаладочного периода парогенераторов и турбин в поршневые камеры с паром и водой заносятся окалина и сварочный грат, клапаны заклиниваются. Это может произойти и во время эксплуатации, поэтому уплотнение поршней приводов выполнено эластичным пакетом из плетеного асбестового шнура прямоугольного сечения, обильно пропитанного серебристым чешуйчатым графитом. При мягком уплотнении поршней приводов полностью устраняется возможность механических повреждений поршневых рубашек и значительно повышается надежность работы предохранительных клапанов импульсного типа. Чтобы исключить заклинивание поршней продуктами коррозии, сальниковое кольцо и поршневая рубашка должны быть изготовлены из антикоррозионных материалов. Продукты коррозии могут образовываться вследствие того, что клапан длительное время не срабатывает. Чтобы устранить заклинивание поршней, зазор между наружной поверхностью поршня и внутренней поверхностью поршневой рубашки, а также между прижимным диском и поршневой рубашкой должен быть в пределах 1,0—1,2 мм на сторону. Детали крепления поршневой группы должны быть надежно застопорены.

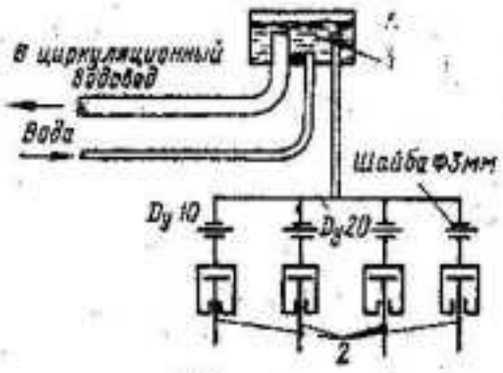


Рис. 3-18. Схема водоснабжения демпферных камер предохранительных клапанов импульсного типа.

Для предупреждения заеданий резьбовые соединения деталей поршневой группы должны быть тщательно протерты графитом.

Импульсный предохранительный клапан рычажного типа с условным проходом 20 мм, к рычажной системе которого пристроен дополнительный электромагнитный привод, показан на рис. 3-19. Он служит для подачи пара в поршневую камеру предохранительного клапана. Клапан устанавливается на специальном каркасе. К концу рычага подвешен сердечник электромагни-

та, а его индукционная катушка прикреплена к каркасу. Катушка электромагнита включена в цепь постоянного тока через контактный манометр, измеряющий давление пара в парогенераторе. Благодаря установке электромагнита сила прижатия тарелки клапана к седлу возрастает в несколько раз.

На рис. 3-20 приведена принципиальная схема импульсного предохранительного устройства, состоящая из главного предохранительного клапана *1* импульсного типа, предохранительного клапана *2* рычажного типа

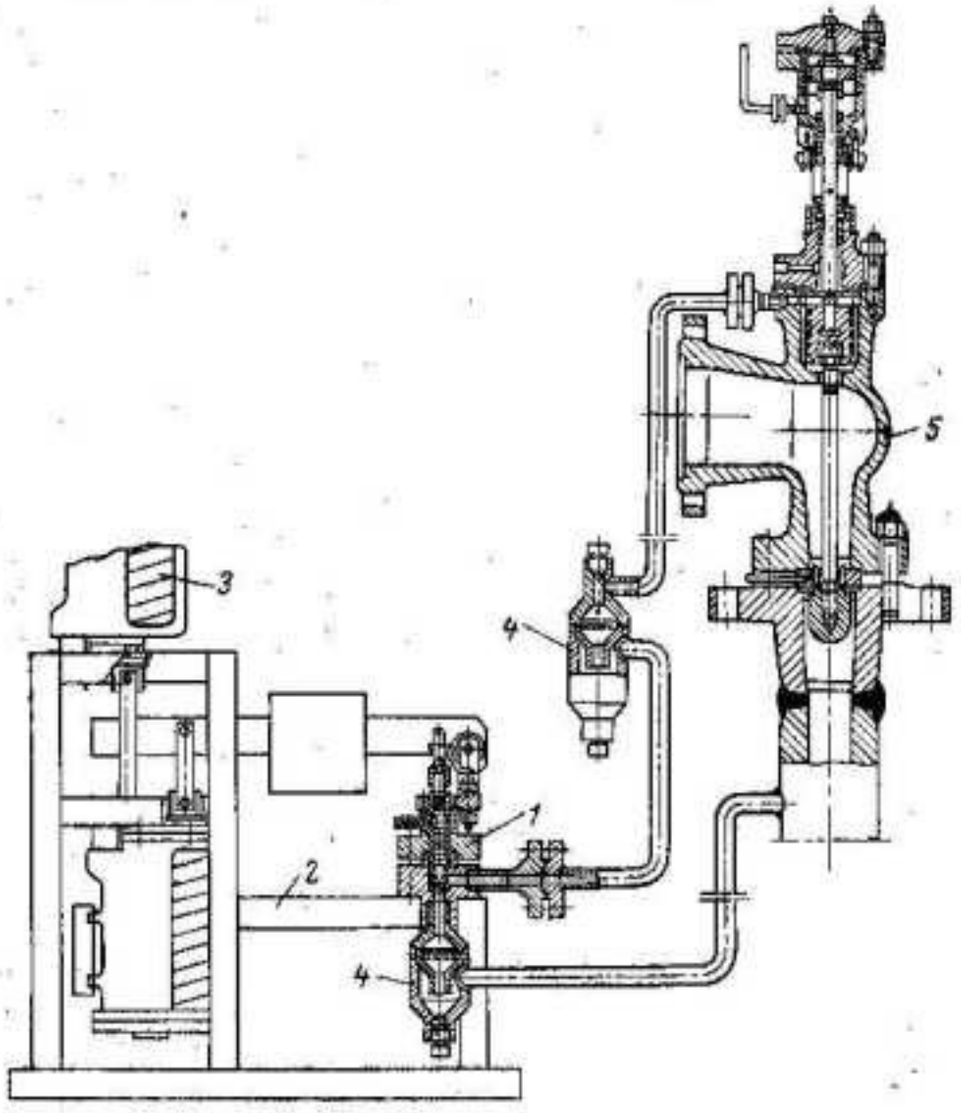


Рис. 3-19. Импульсный клапан рычажного типа с электромагнитным приводом.

1 — импульсный клапан; *2* — каркас импульсного клапана; *3* — электромагниты; *4* — фильтры; *5* — главный предохранительный клапан.

с электромагнитными приводами, обеспечивающими его закрытие *4* и открытие *3* с помощью электроконтактного манометра *6*. Один контакт манометра установлен на номинальное рабочее давление пара, которое должно поддерживаться в установке, а второй — на установочное давление предохранительного клапана. Если давление пара в установке нормальное, то контакт манометра, находящийся в цепи нижнего электромагнита, обеспечивающего закрытие импульсного клапана, замкнут. Второй его контакт, находящийся в цепи верхнего

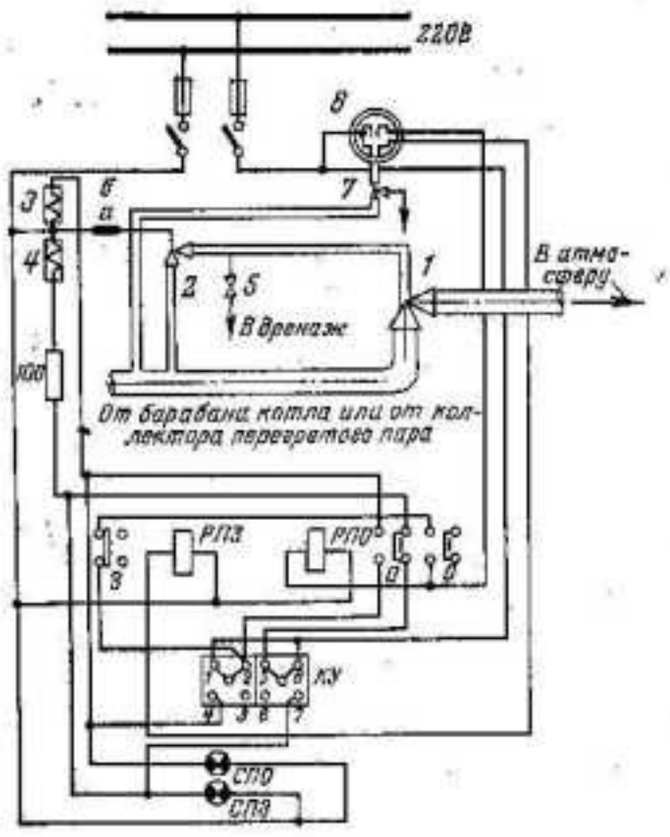


Рис. 3-20. Схема импульсно-предохранительного устройства блоков 150—300 МВт.

электромагнита, обеспечивающего открытие импульсного клапана, разомкнут и катушка открывающего электромагнита обесточена. Когда давление пара в парогенераторе или паропроводе начинает подниматься, стрелка электроконтактного манометра начинает двигаться от контакта *3* к контакту *0*. Как только стрелка начала двигаться в сторону контакта *0*, контакт *3* разомкнет цепь нижнего электромагнита и его катушка обесточит-

ся. Электромагнит, закрывающий импульсный клапан, отключается, и клапан будет работать в это время как рычажный, т. е. будет закрываться только усилиями груза, висящего на рычаге в точке *а*, и массы сердечника нижнего электромагнита, висящего на рычаге в точке *б*. Когда давление в установке возрастает до значения установочного давления, стрелка манометра замыкает контакт *0*, включенный в цепь верхнего электромагнита. Сердечник электромагнита, находящийся в нижнем положении, быстро втягивается в катушку и через шарнирную скобу тянет вверх конец рычага, который через соединительные планки, призму и штифт тянет вверх шток клапана, открывает тарелку клапана от седла, открывая тем самым проход для пара в поршневой привод главного предохранительного клапана импульсного типа. Пар, заполнив поршневую камеру привода, открывает клапан и начинается выбрасывание пара из парогенератора в атмосферу. Весь цикл от включения в работу импульсного предохранительного устройства до начала выпуска пара в атмосферу продолжается меньше одной секунды. Процесс снижения давления будет продолжаться до тех пор, пока давление в парогенераторе не достигнет номинального значения. При снижении давления стрелка контактного манометра начнет двигаться от контакта *0* к контакту *3*. При этом контакт *0* разомкнет цепь верхнего электромагнита и обесточит его катушку. Сердечник верхнего электромагнита освободится от тягового усилия и опустится на конец рычага импульсного клапана. При снижении давления импульсный клапан работает как рычажный.

Как только импульсный клапан закроется, давление в камере поршневого привода главного клапана начнет снижаться и клапан закроется. Когда давление пара в парогенераторе достигнет нормальной величины, стрелка контактного манометра замкнет контакт *3*, включая этим нижний электромагнит. Момент от тягового усилия нижнего электромагнита создаст на уплотнительных поверхностях затвора импульсного клапана нужное удельное давление.

Обратные клапаны горизонтальные бесфланцевые для среды с параметрами p_y 60 и 100 МПа и температурой до 450°С изготовляет ТКЗ на диаметры условных проходов D_y 50, 100, 150 и 200 мм. Клапаны устанавливают на напорном патрубке трубопровода крышкой вверх, при этом ось тарелки должна быть строго вертикальной. Клапаны присоединяют к трубопроводу сваркой.

Детали затвора (уплотнительная запорная пара корпуса и тарелки) у клапанов D_y 50, 100, 150 и 200 мм изготовляют в виде наплавки аустенитным хромоникелевым электродом. Форма уплотнительных поверхностей плоская. Направляющий хвостовик тарелки обеспечивает ее концентричную посадку на уплотнительный элемент корпуса.

Литые корпуса клапанов изготовляют из углеродистой стали, крышки — из катаной качественной стали.

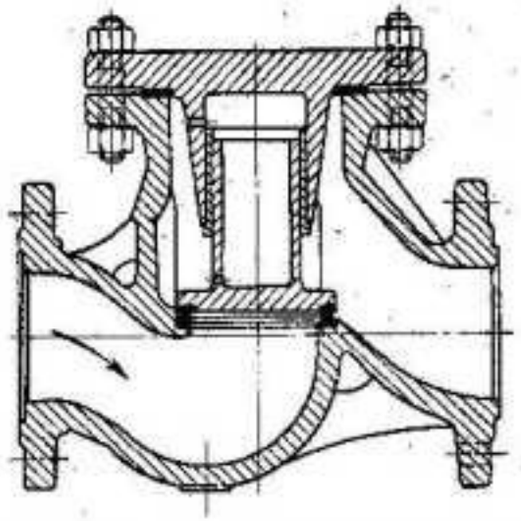


Рис. 3-21. Клапан обратный горизонтальный.

Клапаны обратные горизонтальные D_y 20, 25, 32 и 80 мм, p_y 6,4—10,0 МПа (рис. 3-21) и клапаны обратные вертикальные (рис. 3-22) D_y 100, 150, 200 и 250 мм, p_y=6,4 МПа, D_y 100, 150 и 200 мм, p_y=10,0 МПа изготовляет БКЗ.

Корпуса и крышки клапанов изготовляют из кованой или литой углеродистой стали, уплотнительные поверхности корпусов — из нержавеющей стали: для клапанов малых диаметров — запрессовкой, для клапанов от 80 мм и выше — наплавкой на корпус.

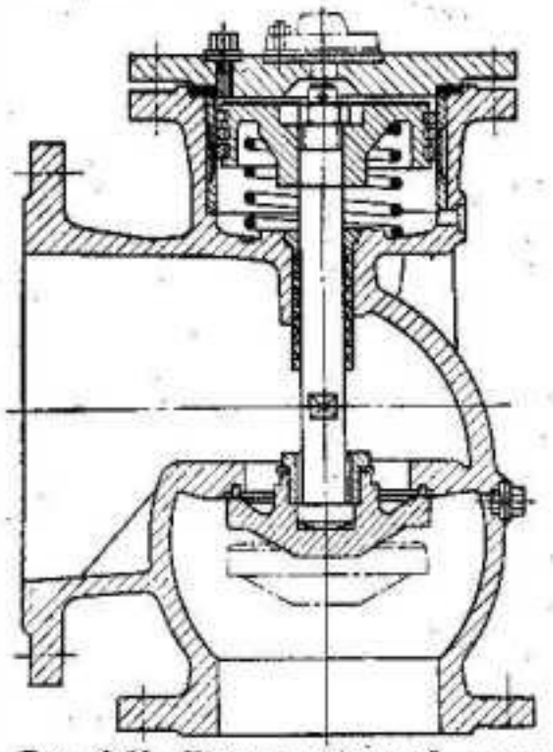


Рис. 3-22. Клапан обратный вертикальный.

Затвор клапана тарельчатый; он изготовлен для клапанов диаметром до 80 мм из нержавеющей стали, для клапанов больших диаметров — из углеродистой стали с наплавкой нержавеющей сталью.

Клапаны обратные вертикальные имеют демпферное устройство, обеспечивающее плавную посадку тарелки. На боковой поверхности имеется труба холостого перепуска, служащая для предохранения насоса от запаривания при работе его вхолостую. Когда тарелка клапана находится в закрытом положении, то перепуск открыт, при подъеме тарелки перепуск закрывается.

Аварийно-импульсные устройства для редукционно-охладительных установок предназначены для сброса в атмосферу излишков пара при повышении давления редуцированного пара в трубопроводе редукционно-охладительной установки выше допустимого.

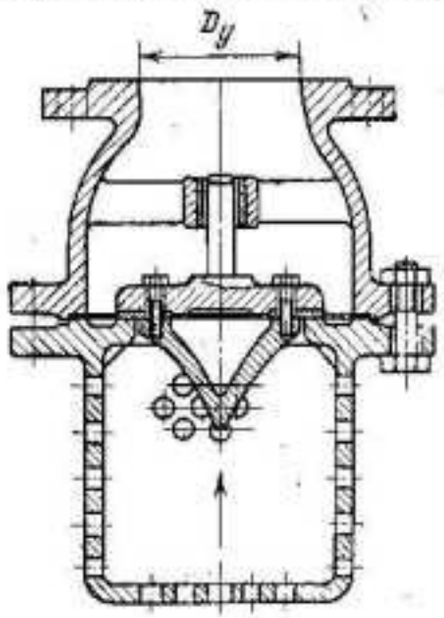


Рис. 3-23. Клапан с приемной сеткой.

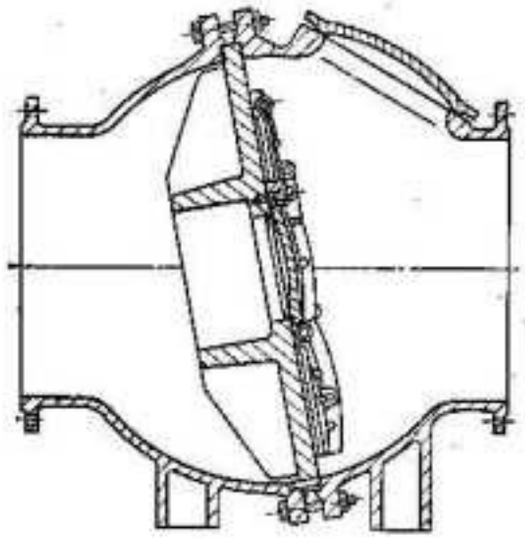
Аварийно-импульсное устройство состоит из аварийного и импульсного клапанов.

Клапаны устанавливают на трубопроводе редуцированного и охлажденного пара строго в вертикальном положении. Присоединение клапанов к трубопроводу фланцевое.

Клапаны приемные с сеткой применяются в насосных установках на конце вертикального всасывающего трубопровода для предотвращения обратного потока жидкости и предварительной заливки всасывающей трубы перед началом работы насоса. Клапаны изготавливаются с условным проходом от 50 до 400 мм на условное давление 0,25 МПа при температуре 50°С. Конструкция клапана показана на рис. 3-23. Корпус внутри имеет прилив с бобышкой, в отверстие которого запрессована направляющая втулка. Колпачок прижимает уплотнительное кольцо к тарелке при помощи винтов. Сетка предохраняет приемный клапан и насос от попадания в них твердых тел. Клапан устанавливается сеткой вниз.

На напорных трубопроводах циркуляционной воды устанавливают многодисковые поворотные обратные клапаны. Эти клапаны имеют шарообразный разъемный корпус с плоской диафрагмой, на которой имеются гнезда с поворотными дисками на шарнирных устройствах типа «захлопка» (рис. 3-24).

Газовые быстродействующие отсечные клапаны устанавливаются на газопроводах и предназначены для быстрого прекращения подачи газа при падении давления в газопроводе, прекращении горения газа в топке и при действии других защит парогенератора.


Рис. 3-24. Многодисковый обратный клапан.

Клапаны сварные разработаны ОРГРЭС на D_y 200, 300, 400, 500 и 800 мм. Запорный орган этого клапана состоит из тарелки и рычага тарелки.

Уплотняющая поверхность тарелки клапана выполнена из маслобензостойкой, мягкой резины марки А. На конце вала установлен рычаг настройки клапана. Приводом клапана служит электромагнит типа ЭВ-3, установленный на кронштейне. Электромагнит рассчитан на кратковременный режим работы и находится под током только в момент закрытия клапана.

Электромагнит питается от сети постоянного тока напряжением 110 и 220 В, потребляемая мощность электромагнита 600 Вт. Отсечной клапан D_y 800 мм для блоков 800 МВт закрывается автоматически при включении электромагнита. Открывается клапан за 3 мин электрическим исполнительным механизмом МЭО-400/100. Клапан снабжен демпферным устройст-

вом. Принцип действия клапана тот же, что и клапана D_y 500 мм.

3-8. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ АРМАТУРЫ НА ВЫСОКИЕ И СВЕРХВЫСОКИЕ ПАРАМЕТРЫ

К этой группе относятся арматура для пара с параметрами 10 МПа, 540°С, 14 МПа, 570°С и для воды с параметрами 18,4 МПа, 250°С и 23 МПа, 230°.

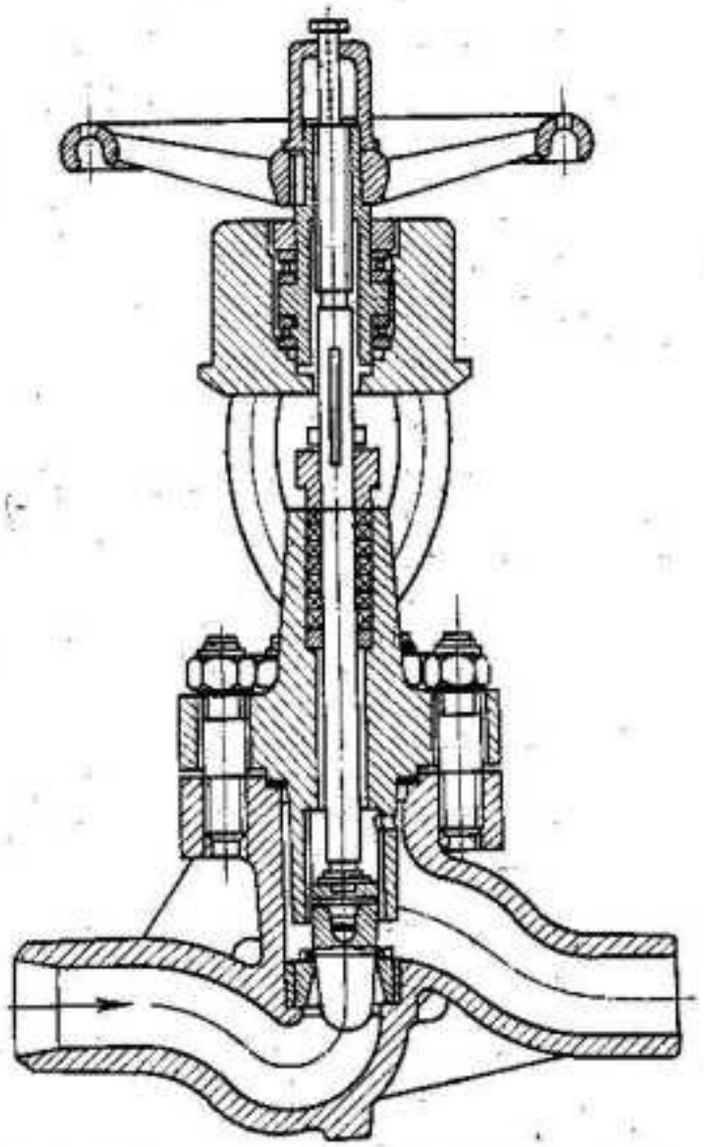


Рис. 3-25. Вентиль запорный бесфланцевый.

11039—2

Вентили запорные бесфланцевые (рис. 3-25) на указанные параметры для условных проходов D_y 10, 20, 50 и 100 мм изготовляет ВАЗ.

Вентили всех типоразмеров изготовляют с маховиком для ручного управления. Некоторые типоразмеры имеют шарнир Гука для присоединения к нему механизма привода дистанционного управления с цилиндрической или конической приводной головкой или с электроприводом.

Уплотнительные поверхности запорных штоков и корпусов вентилей (D_y 10 и 20 мм) имеют конусную форму; у крупных вентилей (D_y 50 и 100 мм) форма уплотнительных поверхностей тарелок и корпусов плоская. Концентрическая посадка штока или тарелки на уплотнительную поверхность корпуса обеспечивается направлением штока в сальнике корпуса (вентили D_y 10 и 20 мм) либо направляющим хвостовиком тарелки (вентили D_y 50 и 100 мм). Связь тарелки со шпинделем шарнирная, что также способствует правильному сопряжению уплотнительных поверхностей затвора. Корпуса и крышки вентилей изготовлены из углеродистой (вентили для воды) или теплостойкой стали (вентили для пара). Корпуса и крышки мелких (D_y 10 и 20 мм) вентилей выполняются в виде штампованных заготовок, крупных (D_y 50 и 100 мм) вентилей — в виде стальных отливок. Устанавливают эти вентили с подачей среды с любой стороны и при любом положении шпинделя как на горизонтальных, так и на вертикальных участках трубопроводов, за исключением вентилей диаметром 20 мм с электроприводом, которые можно устанавливать только на горизонтальных участках трубопроводов шпинделем вверх.

Вентили с электроприводом закрываются при вращении маховика привода в направлении, противоположном движению часовой стрелки.

Устанавливают эти вентили с подачей среды только на тарелку (со стороны крышки) и при любом положении шпинделя как на горизонтальных, так и на вертикальных участках.

Задвижки бесфланцевые на указанные параметры изготовляет ВАЗ с маховиком для ручного управления, с приводной головкой, с цилиндрической или конической зубчатой передачей, а также с электроприводом (рис. 3-26).

Запорный орган задвижки состоит из двухтарельчатого самоустанавливающегося клина и двух седел, вваренных в тело корпуса. Тарелки закреплены в обойме при помощи двух тарелкодержателей и распираются специальным грибком. Обойма жестко связана со шпинделем и направляется ребрами корпуса. Наличие двух тарелок гарантирует плотность закрытия при любом направлении потерь среды. Распорный грибок между тарелками, имеющий с одной стороны выпуклую сферическую, а с другой стороны плоскую поверхность, обеспечивает установку тарелок относительно друг друга и позволяет регулировать их положение относительно седел (путем подкладки прокладок под плоский торец грибка).

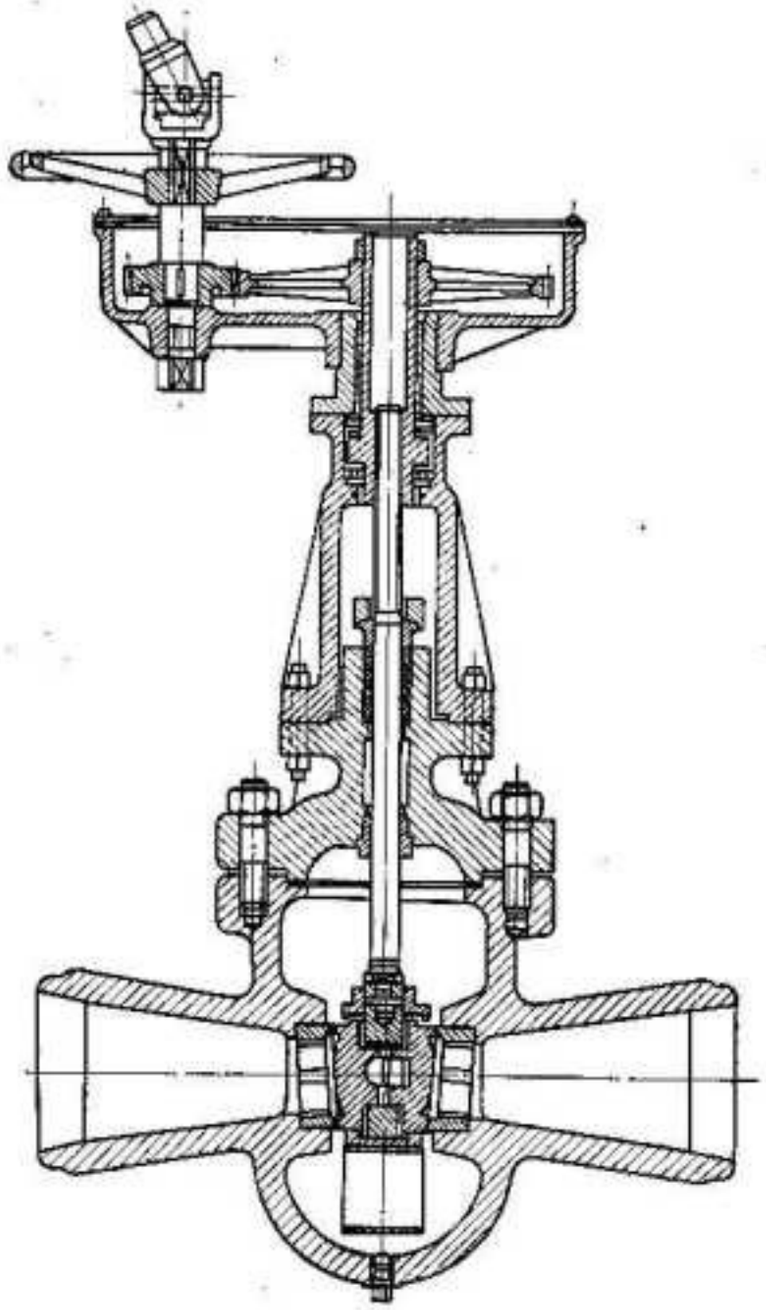


Рис. 3-26. Задвижка высокого давления.

Задвижки паровые D_y 175, 225 и 250 мм на параметры пара 14 МПа и 570°С изготавливают с направляющей трубой. Эти задвижки рекомендуется эксплуатировать с применением разгрузочного байпаса.

Корпуса и крышки задвижек изготовляют из отливок углеродистой (задвижки для воды) или теплостойкой (задвижки для пара) стали. Шпиндель задвижки изготовляют из конструкционных углеродистых или легированных сталей с нанесением поверхностной антикоррозионной защиты методом азотирования.

Для паровых задвижек на параметры 10 МПа и 540°С, для водяных задвижек на параметры 18,4 МПа и 250°С и 23 МПа и 230°С тарелки изготовляют из хромомолибденовой стали с последующим азотированием, предохраняющим уплотнительные поверхности от коррозии и задирания. Тарелки паровых задвижек на параметры 14 МПа и 570°С изготовляют из теплостойкой стали с последующей наплавкой уплотнительных поверхностей.

Вваренные седла имеют уплотнительную поверхность, наплавленную сплавом аустенитного класса, обладающим высокой эрозионной стойкостью, достаточной твердостью и стойкостью против задирания.

Фланцевое соединение крышки задвижки с корпусом уплотняют при помощи точечной рифленой (гребенчатой) прокладки, выполняемой из мягкой стали.

Регулирующая и дросселирующая арматура, дросселирующие устройства, охладители пара на высокие параметры и охладители пара промежуточного перегрева с параметрами 4,0 МПа, 570°С изготовляет ВАЗ.

Корпуса и крышки арматуры изготовляют из углеродистой (арматура для воды) или теплостойкой (арматура для пара) стали. Корпуса и крышки мелкой (D_y 10 и 20 мм) арматуры выполняют в виде штампованных заготовок, крупной (D_y 50 мм и выше) арматуры — в виде стальных отливок.

Вентили изготовляют с маховиком для управления вручную; устанавливают их с подачей среды под иглу (снизу вверх) и при любом положении шпинделя как на горизонтальных, так и на вертикальных участках трубопроводов.

Клапаны изготовляют с рычагом для присоединения к редуктору; их устанавливают с подачей среды под иглу (снизу вверх) на горизонтальных участках трубопроводов шпинделем вверх.

Проточная часть (место посадки иглы) вентилей и клапанов D_y 10 и 20 мм выполнена с наплавкой аустенитным электродом непосредственно на корпус и в регулируемом сечении (у вентилей и клапанов D_y 20 мм) сужена до 8 или 18 мм.

Проточная часть вентилей и клапанов D_y 50 мм выполнена в виде вваренного в корпус арматуры кольца

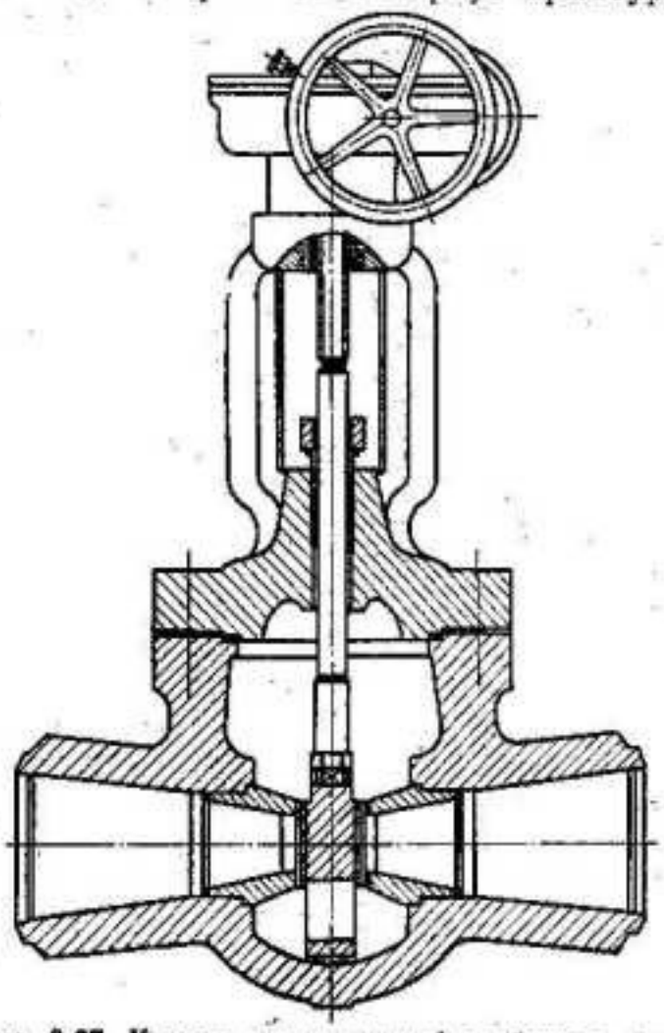


Рис. 3-27. Клапан регулирующий шиберного типа.

из эрозионно-стойкой аустенитной стали и в регулируемом сечении сужена до 40 мм.

Вентили D_y 20 и 50 мм снабжены указателем степени открытия.

Клапаны регулирующие и дросселирующие шиберного типа D_y 100, 150, 175, 225 и 250 мм (рис. 3-27) изготовляются со встроенным механизмом электропривода, позволяющим осуществлять как дистанционное управление клапаном, так и управление вручную — маховиком. Устанавливают их на горизонтальных участках трубопроводов шпинделем вверх. При установке клапанов необходимо сделить за тем, чтобы направление стрелки

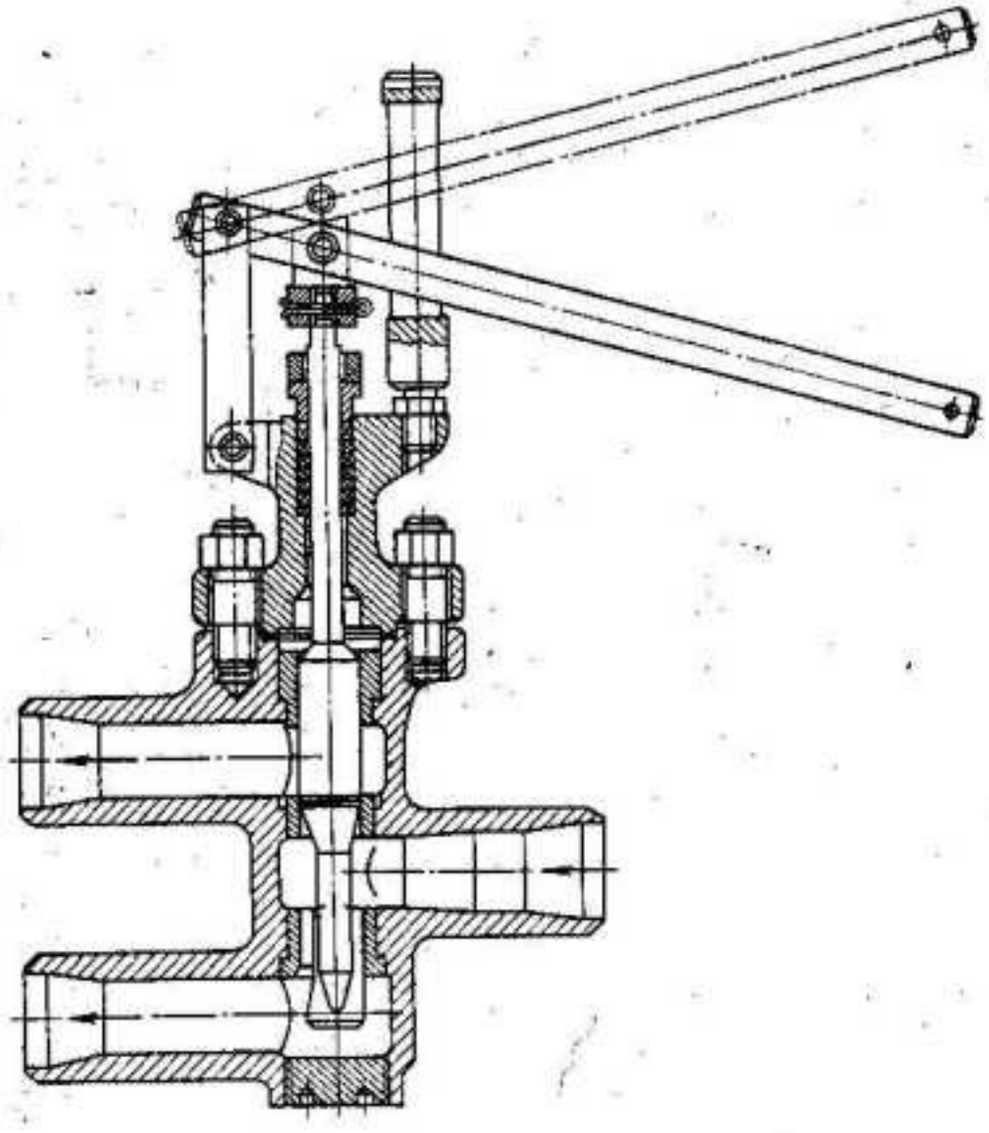


Рис. 3-28. Клапан регулирующий постоянного расхода.

на корпусе клапанов совпадало с направлением движения среды.

Клапаны регулирующие (рис. 3-28) постоянного расхода (D_y 20 и 50 мм) предназначены для регулирования количества воды, впрыскиваемой в охладители пара редукционно-охладительных установок (РОУ и БРОУ); они обеспечивают хорошее качество регулирования температуры охлаждаемого пара при наличии перепада давления среды на клапане, не превышающего 0,8—1,2 МПа.

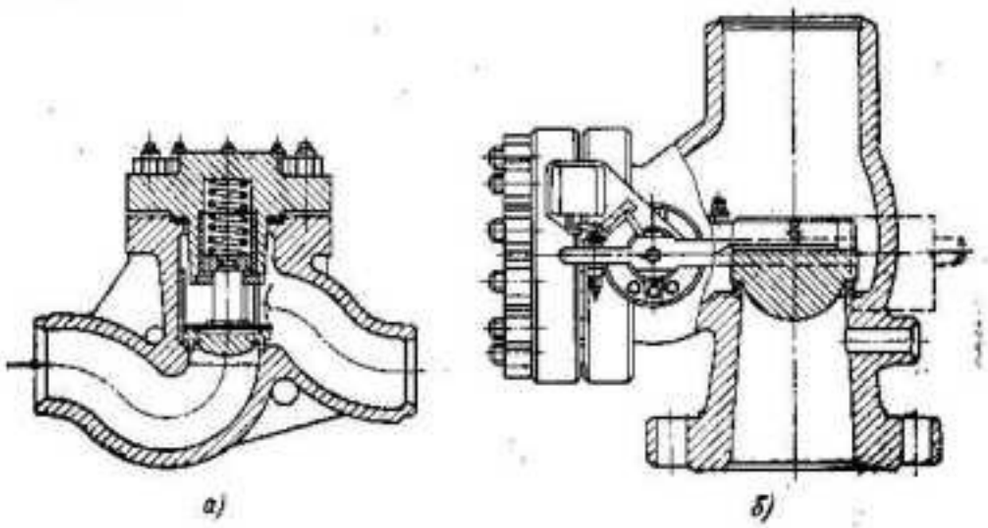


Рис. 3-29. Обратный клапан.
а — горизонтальный; *б* — вертикальный.

Регулирующая игла выполнена из эрозионно-стойкой стали в форме двойного корпуса; игла, регулируя количество воды, подаваемой через верхний патрубок к форсункам охладителя пара, сбрасывает ее излишек через нижний патрубок в деаэратор, обеспечивая тем самым постоянство перепада давления на клапане и требуемое регулирование температуры охлаждаемого пара.

Клапаны обратные бесфланцевые. Венюковский арматурный завод изготовляет клапаны обратные бесфланцевые на указанные параметры с диаметром условных проходов D_y 20, 50, 100, 150, 175, 225 и 250 мм.

Клапаны обратные горизонтальные присоединяют к трубопроводу сваркой. Клапаны обратные вертикальные (рис. 3-29) присоединяют к насосу при помощи фланца, а к трубопроводу — сваркой.

У клапанов горизонтальных D_y 100 мм и выше предусмотрена спиральная пружина, способствующая посадке тарелки на уплотнение корпуса при обратном потоке среды и смягчающая удар при подъеме тарелки.

Клапаны обратные вертикальные помимо основного назначения в качестве предохранительного устройства при обратном потоке среды несут еще одну функцию — предохраняют насос от запаривания, для чего в корпусе клапана имеется специальный патрубок, к которому присоединяется линия рециркуляции, обеспечивающая при работающем насосе и закрытой напорной задвижке или закрытом клапане сброс воды в деаэратор.

Установленный на обратном вертикальном клапане выключатель автоматически включает и выключает механизм электропривода запорного вентиля D_y 50 мм, установленного на линии рециркуляции. Выключатель дает импульсы на включение механизма электропривода только при достижении тарелкой клапана крайних положений (полного открытия или полного закрытия); это достигается при помощи механической связи тарелки с выключателем.

Для предохранения вентиля от быстрого эрозионного износа на линии рециркуляции предусматривается дросселирующее устройство.

Детали затвора изготовляют в основном в виде наплавленных уплотнительных поверхностей на основной металл корпуса и тарелки. В качестве материала для уплотнительных поверхностей применяют сплавы аустенитного класса, обладающие высокой эрозионной стойкостью, достаточной твердостью и стойкостью против задирания.

3-4. АРМАТУРА ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА СВЕРХКРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

К этой группе относится пароводяная арматура на параметры пара 25,5 МПа и 565°С, 31,5 МПа и 230°С.

Арматура изготовляется Венюковским арматурным заводом.

Для блоков мощностью 300 МВт с парогенераторами паропроизводительностью 950 т/ч на параметры пара 22,5 МПа и 565°С изготовляется пароводяная арматура, конструкция которой значительно отличается от конструкции арматуры на высокие параметры.

Корпуса и крышки паровой арматуры больших диаметров изготовляются из перлитной стали марки 15М2ФБС, а арматура малых диаметров — из стали марки 12Х1МФ. Арматура для воды изготовляется из стали марок 20ГСЛ и 15ГС.

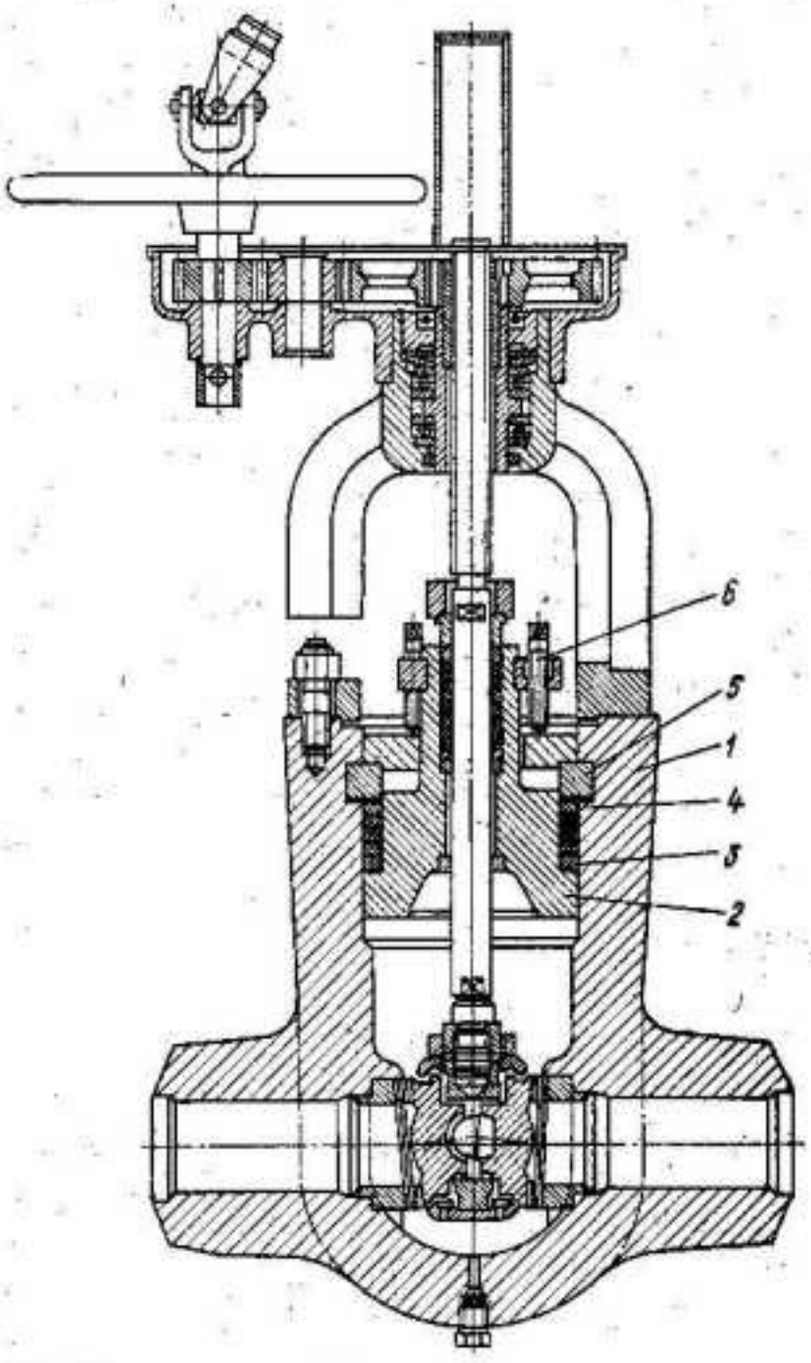


Рис. 3-30. Задвижка для блоков на сверхкритические параметры.
1 — корпус; *2* — крышка; *3* — уплотнение; *4* — кольцо; *5* — разрезное кольцо; *6* — болт.

Задвижка для параметров пара p_y 31,5 МПа и 655°С (рис. 3-30) имеет сварной корпус из кованых частей, изготовленных из стали аустенитного класса. Задвижки имеют сальниковое уплотнение из мягких материалов. Асбестовый шнур для установки в арматуру должен подвергаться прокаливанию с выдержкой в течение 3 ч при температуре 500°С. Чешуйчатый графит берется однородный, серо-стального цвета марки ПЗ-1.

Задвижки D_y 100—300 мм имеют бесфланцевое самоуплотняющееся соединение корпуса с крышкой, за исключением вентилей D_y 50 мм. Чем больше давление среды, тем больше давление на сальниковую набивку,

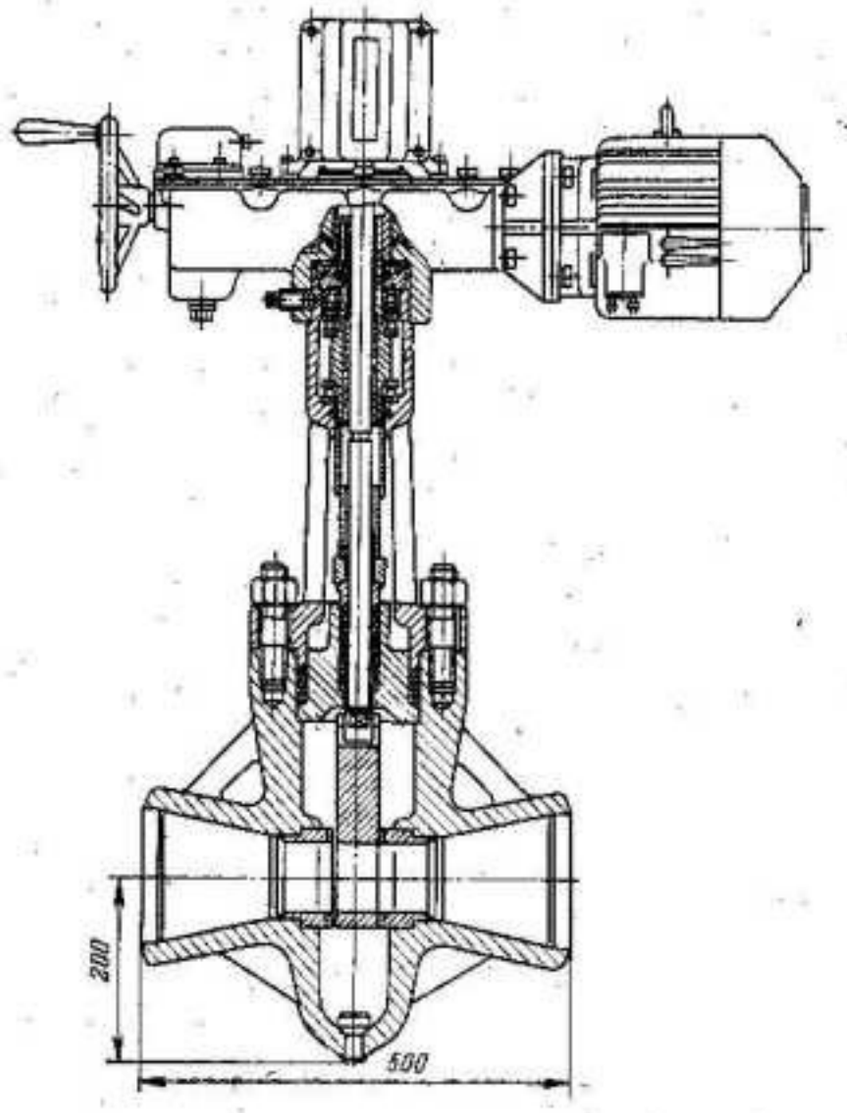


Рис. 3-31. Регулирующий питательный клапан.

уплотняющую соединение крышки с корпусом. Задвижки выпускаются с цилиндрическими и коническими приводными головками или с червячным электроприводом.

Регулирующий питательный клапан (рис. 3-31) конструктивно выполнен в виде шиберной задвижки. Корпус клапана соединен с бугелем восьмью шпильками с гайками. Плотность создается плавающей крышкой с сальниковой набивкой. Количество воды регулируется шибером, имеющим отверстие, вытянутое в вертикальном направлении. При опускании шибера проходное сечение изменяется, благодаря чему изменяется количество пропускаемой воды.

Привод клапана осуществляется специальным сервомотором колонкового типа с электродвигателем мощностью 2,8 кВт.

Для питания парогенераторов применяются также шиберные питательные клапаны с бесфланцевым соединением корпуса с бугелем.

3-5. НАЗНАЧЕНИЕ И ПРАВИЛА УСТАНОВКИ ОБВОДОВ

Обводы арматуры трубопроводов служат для:

1) выравнивания давления в отключенных участках трубопроводов и в участках трубопроводов, находящихся в работе перед подключением отключенных трубопроводов к работающим трубопроводам с целью уменьшения прилагаемых усилий при открывании арматуры; 2) прогрева паропроводов перед включением их в работу; 3) при малых расходах среды, когда основные запорные органы при малых расходах работать не могут (сниженные узлы питания парогенераторов, байпасы запорных задвижек турбогенераторов и т. п.).

В этих случаях могут применяться многоступенчатые байпасы с переходом от меньших до больших диаметров труб и арматуры. Обводы могут устраиваться внутри самой арматуры, т. е. в запорные клапаны вставляются запорные клапаны малых диаметров. Эти клапаны открываются при повороте маховика запорного вентиля или запорной задвижки на 2—3 оборота.

Арматура на отводах изготавливается из тех же материалов и устанавливается в том же положении штока, что и основная арматура.

На обводах устанавливаются в основном вентили, но могут быть и задвижки, если диаметр обвода более

50 мм. На обводах может применяться арматура с электроприводом и с ручным приводом, иметь дистанционное и местное управление в зависимости от мощности агрегатов и степени их автоматизации.

3-6. РЕДУКЦИОННО-ОХЛАДИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ (РОУ И БРОУ)

Эти установки (рис. 3-32) устанавливаются на электростанциях для понижения давления и температуры пара до заданных проектом параметров.

РОУ и БРОУ предназначены для резервирования: отборов турбин; турбин, работающих с противодавлением; параллельной работы с парогенераторами высокого, среднего и низкого давления; отпуска пара в промышленные отборы и на собственные нужды электростанций, сброса пара парогенераторов высокого давления в конденсаторы турбин при растопках парогенераторов блочных электростанций.

Редукционно-охладительная установка работает следующим образом. Пар высоких параметров подается по паропроводу к дроссельному клапану, понижающему его давление за счет изменения проходного сечения клапана. Дросселированный пар попадает в пароохладитель, где охлаждается за счет впрыска воды в пар через соп-

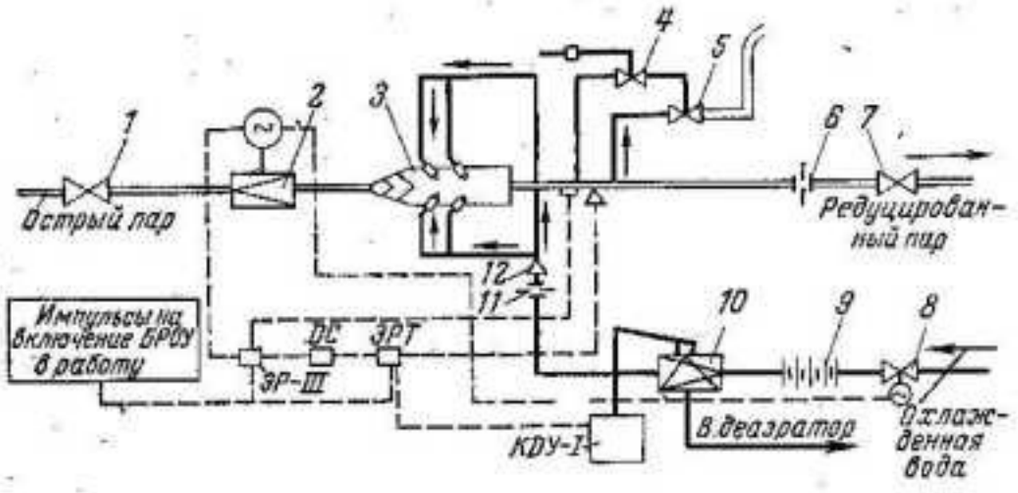


Рис. 3-32. Схема быстродействующей редукционно-охладительной установки.

1 — задвижка; *2* — клапан дроссельный; *3* — охладитель пара; *4* — клапан импульсный; *5* — клапан предохранительный; *6* — шайба мерная; *7* — задвижка; *8* — вентиль запорный; *9* — дросселирующие устройства; *10* — клапан регулирующий; *11* — шайба мерная; *12* — клапан обратный.

ла. Температура пара за пароохладителем регулируется расходом охлаждающей воды, подаваемой в пароохладитель, который изменяется регулирующим клапаном, управляемым колонкой дистанционного управления (КДУ-1), получающей импульс по температуре пара за пароохладителем.

В связи с тем, что давление за установкой значительно ниже, чем в питательном трубопроводе, во избежание порчи регулирующего клапана перед клапаном устанавливается дроссельное устройство. Для предотвращения чрезмерного повышения давления пара за установкой по Правилам Госгортехнадзора устанавливаются предохранительные клапаны импульсного типа, которые отрегулированы на заданное давление после установки.

Установки оснащаются органами автоматического регулирования электронного типа и контрольно-измерительными приборами. В зависимости от назначения редукционно-охладительные установки делятся на быстродействующие (БРОУ) и обычные (РОУ). Скорость включения редукционно-охладительных установок определяется временем открытия дроссельного клапана на его полную пропускную способность. Быстродействующие редукционно-охладительные установки (БРОУ) открываются в 2 раза быстрее, чем РОУ; скорость включения БРОУ составляет 15 с, а РОУ — 30 с.

3-7. ДИСТАНЦИОННЫЕ ПРИВОДЫ УПРАВЛЕНИЯ АРМАТУРОЙ

В настоящее время почти вся крупная арматура всех видов и большое количество мелкой оперативной арматуры электростанций управляется приводами, включаемыми дистанционно со щита управления, расположенного на относительно большом расстоянии от арматуры, или от системы автоматического управления.

Наряду с механизацией управления энергетической арматурой не отпала потребность в арматуре, приводимой в движение ручным приводом. Вся арматура имеет не только механизированный, но и ручной привод.

Простейший ручной привод — маховик может применяться на арматуре высокого давления с диаметром проходного сечения не более 20 мм. В настоящее время основным видом механизированного привода энергетической арматуры является электропривод, приводимый в движение электродвигателем.

Электроприводы предназначены для дистанционного или местного управления трубопроводной арматурой в нормальных условиях работы. Электроприводы, установленные на арматуру, могут выполнять следующие функции:

1) дистанционное управление арматурой с пульта управления путем нажатия пусковых кнопок «Закрыто», «Открыто» и остановку запорного органа в любом промежуточном положении при помощи кнопки «Стоп»;

2) автоматические остановки запорного органа при достижении им верхнего и нижнего крайних положений;

3) автоматическую остановку запорного органа в случае превышения крутящего момента сверх отрегулированного;

4) дистанционную световую сигнализацию крайних положений запорного органа арматуры и указание положения запорного органа с помощью местного указателя;

5) дистанционные указания положения запорного органа арматуры на пульте управления при наличии сельсина;

6) электрическую блокировку данного электропривода с работой других механизмов и агрегатов.

Электроприводы устанавливаются непосредственно на арматуре или колонках дистанционного управления арматурой.

Электроприводы арматуры высокого давления являются неотъемлемой частью арматуры и автономно не могут быть использованы. Червячное колесо электропривода и зубчатое колесо ручного привода насаживаются непосредственно на шпиндельную втулку арматуры.

В конструкции электроприводов предусмотрена блокировка ручного управления: при переходе на ручное управление цепь электродвигателя разрывается и на пульте управления зажигается сигнальная лампа. Электроприводы, предназначенные для управления регулирующей арматурой, снабжены специальным потенциометрическим датчиком, сигнализирующим на пульт управления степень открытия арматуры. Работа разных типов электроприводов подробно описана в соответствующих инструкциях заводов-изготовителей.

Монтаж и регулировка электропривода производится по инструкции завода-изготовителя.

После установки электропривода на арматуру следует проверить передачу движения от привода при ручном управлении к ходовой части арматуры. При этом предварительно следует установить на свои места концевые выключатели, а в регулирующей арматуре — указатель положения на потенциометре.

Окончательное положение концевых выключателей устанавливается при наладке приводов арматуры после окончания ее монтажа. При проверке перемещения ходовой части арматуры от привода следует обратить внимание на легкость хода и отсутствие каких-либо заеданий или торможений на отдельных участках движения. Причинами неравномерного перемещения ходовой части могут быть неправильные сборка привода арматуры и соединения привода с арматурой.

Если ходовая часть арматуры приводится в движение ручным приводом, следует обратить внимание на отсутствие задевания шпинделя о внутреннюю стенку защитной трубы штока привода и проверить, не опирается ли он в донышко этой трубы при крайнем верхнем положении ходовой части.

Подготовка электроприводов с арматурой к эксплуатации производится по инструкциям заводов-изготовителей.

Современные электроприводы, применяемые для крупной энергетической арматуры высоких параметров, могут обеспечивать скорость поступательного движения ходовой части арматуры до 300 мм/мин. Поэтому, если требуются большие скорости срабатывания крупной арматуры, применяют гидравлические или пневматические приводы.

Колонки дистанционного управления предназначаются для дистанционного управления запорной и регулирующей арматурой вручную путем передачи на шпиндели или гайки управляемой арматуры крутящих моментов до 600 Н·м.

При помощи колонок может осуществляться спаренный дистанционный привод.

Кронштейны, устанавливаемые на колонках приводов, предназначаются для дистанционного управления запорной и регулирующей арматурой путем передачи на расстояние крутящих моментов до 300 Н·м. Каждый кронштейн имеет указатель открытия или закрытия арматуры. Схемы основных компоновок колонок и других узлов, дистанционных приводов в зависимости от расположения арматуры и характера привода приведены на рис. 3-33. Крутящий момент от колонки к арматуре передается через систему шарниров, штанг и коробок перемены направления вращения.

Шарниры (рис. 3-33,*в*) служат для соединений звеньев и узлов приводов. Шарниры могут соединяться с хвостовиками шпинделей колонок и кронштейнов, с валиками приводных головок арматуры, шарнирных узлов, коробок перемены направления вращения и с пальцами штанг. Шарниры с хвостовиками имеют с одной стороны вилку для жесткого соединения с цилиндрическим хвостовиком или пальцем и с другой стороны квадратный хвостовик, обеспечивающий штанге в сочетании с квадратной втулкой подвижность соединения, необходимую для компенсации температурных удлинений. Отклонение осей вилок шарниров допускается до 30°.

Штанги (рис. 3-33,*д*) предназначаются для соединения узлов привода дистанционного управления арматурой. Они изготавливаются из газовых труб, в которые завариваются пальцы или втулки. Пальцы штанг образуют с шарнирами жесткие соединения, а квадратные втулки штанг в сочетании с квадратными хвостовиками шарниров образуют подвижные компенсационные соединения. Рекомендуемая длина штанг не более 5 м.

Коробки перемены направления вращения (рис. 3-33,*г*) являются промежуточными узлами в дистанционном управлении арматурой и служат для изменения направления вращения. Конические шестерни коробок перемены направления вращения имеют передаточное число 1 : 1. Концы валиков шестерен выведены наружу и на них закреплены шарниры. Коробки перемены направления вращения бывают на шарикоподшипниках или подшипниках скольжения.

При монтаже дистанционных приводов необходимо следить за тем, чтобы место установки колонок было доступно для обслуживания, колонки были надежно прикреплены к строительным конструкциям и не имели качаний; узлы передачи, сочленения штанг, направляющие втулки были надежно закреплены, не имели шатаний и не вызывали дополнительных усилий при их вращении.

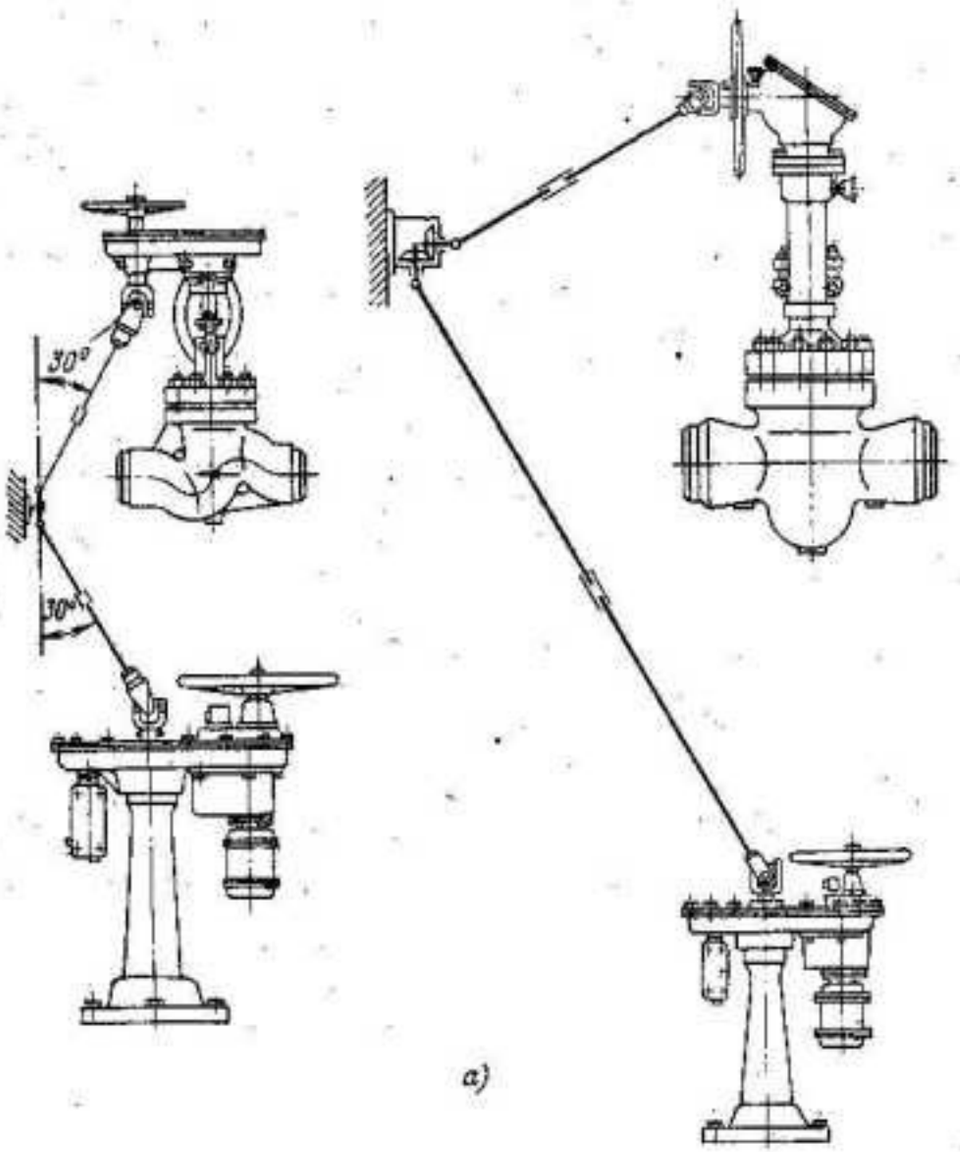
Дистанционное управление работает надежно и легко в том случае, когда угол отклонения осей штанг в месте их соединения шарнирами не превышает 25—30°. Если угол отклонения штанг превышает 30°, необходимо переходить на сочленение штанг при помощи двух и трех шарниров или применять конические передачи.

Длина штанг и прочность их на скручивание должны обеспечивать передачу крутящего момента, необходимого для плотного закрытия арматуры. Угол закручивания штанг должен быть не более 0,05 рад. Для обеспечения этого необходимо, чтобы было соблюдено условие:

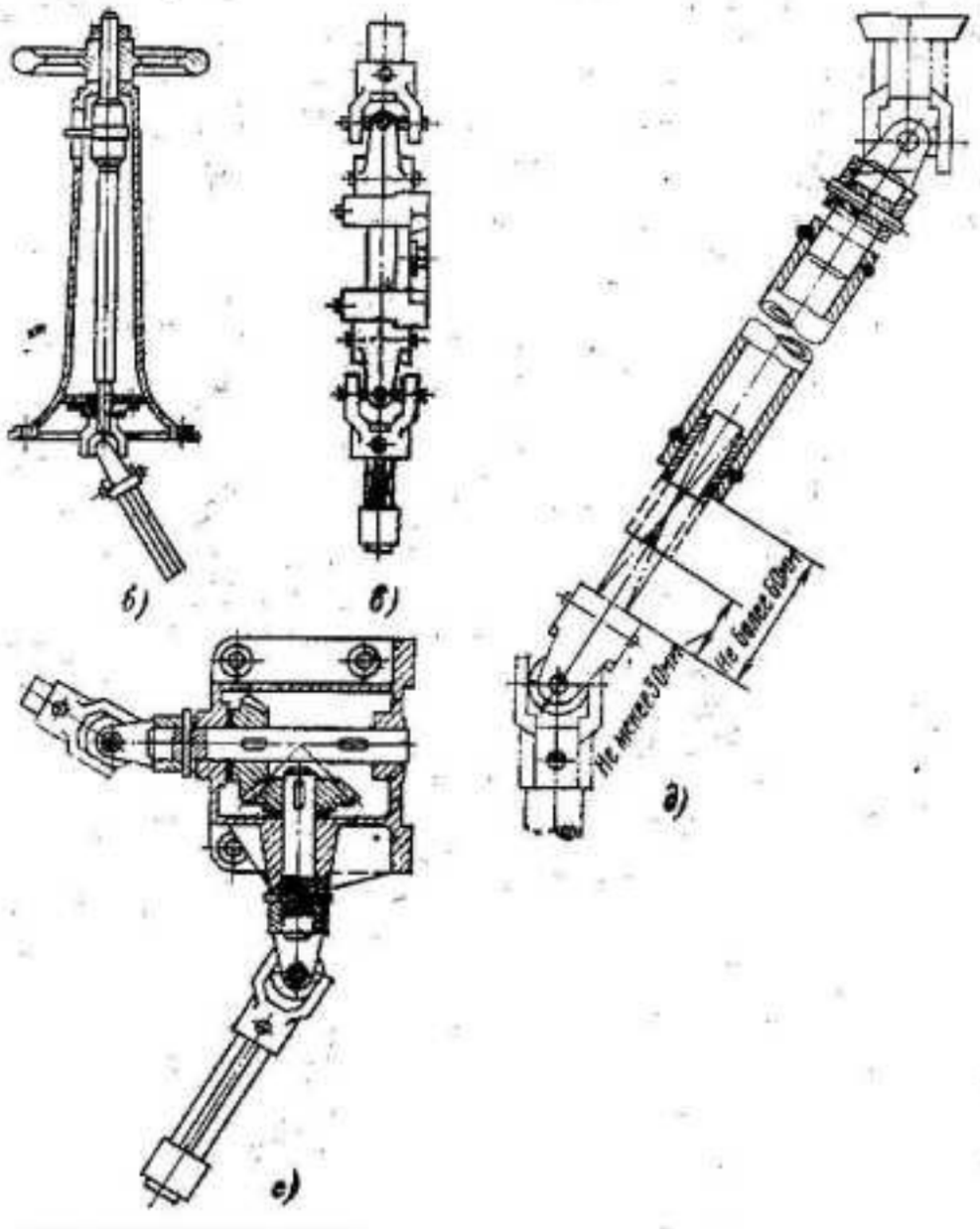
$$I \geqslant 0{,}13 M_к l, \qquad (3\text{-}1)$$

где $M_к$ — крутящий момент, Н·м; l — суммарная длина, м; I — момент инерции трубы, м⁴.

При расположении арматуры на большой высоте или на расстоянии более 6 м от приводных колонок устанавливают колонки с коробкой перемены направления вращения (рис. 3-33, *г*) и штангой (рис. 3-33, *д*).



а)



б) *в*) *г*) *д*)

Рис. 3-33. Детали дистанционного привода.

а — схемы компоновок колонн; *б* — колонка; *в* — шарнирный узел; *г* — коробка перемены направления вращения; *д* — штанга.

навливают промежуточные шарниры, не допуская длины труб более 5 м. При длине штанг привода более 4 м во избежание их прогиба на штангах устанавливают направляющие втулки.

Конические передачи должны быть плотно закрыты кожухами от попадания пыли. Шарниры перед их установкой проверяют на плавное вращение и отсутствие заеданий при перемещении квадрата в гайке.

После окончания сборки ручного привода проверяют плавность его работы, отсутствие задеваний об оборудование и строительные конструкции, согласовывают, регулируют и правильно устанавливают положение закрытия и открытия арматуры и привода и укрепляют указатели открытия и закрытия.

3-8. РЕВИЗИЯ АРМАТУРЫ

Принятая по внешнему виду арматура подвергается ревизии и испытанию. Ревизия арматуры состоит из следующих операций: 1) разборка арматуры; 2) очистка от смазки и промывки деталей; 3) осмотр всех деталей и выявление дефектов; 4) сборка арматуры с набивкой сальников и установкой всех прокладок в соответствии с указаниями в чертежах. При ревизии проверяют арматуру на отсутствие поломок, погнутостей шпинделя, видимых трещин, раковин в корпусе, крупных рисок на поверхностях фланцев, рисок на уплотнительных поверхностях, на наличие исправного привода или штурвала, болтов, гаек, прокладок. Арматуру из теплостойких сталей, кроме перечисленного, проверяют на наличие легирующих элементов в деталях, которые должны быть изготовлены из теплостойких сталей.

Разборка арматуры

Прежде чем приступить к разборке арматуры, снимают наружную консервацию, кернером помечают положение каждой детали по отношению к другой, например крышки по отношению к корпусу; крышки сальника к крышке корпуса; клинового затвора по отношению к корпусу.

Арматуру небольших размеров для разборки подают на слесарные верстаки, а тяжелую — под грузоподъ-

емные механизмы, устанавливают ее шпинделем в вертикальное положение и закрепляют. Открывают затвор. При наличии на верхней части шпинделя (штока) привода его предварительно снимают. Отвертывают гайки со шпилек крышки. Крышки тяжелой арматуры стропят за траверсу около колонок и поднимают при помощи имеющихся грузоподъемных устройств. Подъем необходимо осуществлять строго вертикально. Даже незначительный перекос крышки в сторону может вызвать повреждение шпинделя в месте посадки клапана, а в регулирующей арматуре — повреждение нижнего клапана (золотника) и седла. Снятую крышку и механизм затвора укладывают на верстак или чистые доски. Разъемы корпусов очищают от старой прокладки. Вынутые из корпуса вместе с крышкой детали запорного устройства разбирают: отвертывают гайки со шпилек грундбуксы, снимают нажимную планку, грундбуксу, удаляют сальниковую набивку, снимают кольца. При необходимости снятия тарелок или клиньев отгибают предохранительную шайбу, отвертывают накидную гайку, крепящую тарелкодержатель (или вывертывают шпиндель из обоймы), и осторожно, придерживая верхний тарелкодержатель, вынимают тарелки и грибок из места посадки. Все детали промывают в керосине или солярке и насухо вытирают техническими салфетками.

Качество уплотнительных поверхностей арматуры проверяют на предмет выявления слабой посадки кольца, трещин, рисок и забоев внешним осмотром, а также по отпечатку краски, рискам-штрихам, отблеску смазанной поверхности и на карандаш.

При проверке по отпечатку краски проверяемую поверхность уплотнительного кольца тщательно вытирают, накладывают на контрольную плиту или вкладывают притир, смазанный тонким слоем краски, притирают, поворачивая в одну и другую сторону попеременно 2—3 раза на $^1/_4$ оборота.

При правильной и хорошей уплотнительной поверхности проверяемого кольца на уплотнительном кольце должен отпечататься сплошной ровный след краски. В случае проверки по рискам-штрихам на проверяемую поверхность уплотнительного кольца наносят карандашом радиальные риски-штрихи, затем накладывают ее на тщательно вытертую контрольную плиту и притирают, поворачивая 2—3 раза в одну и другую сторону на

1/4 оборота. При правильной поверхности проверяемого кольца все риски полностью стираются плитой. При проверке «на масло» уплотнительные соприкасающиеся поверхности смазывают тонким слоем масла, приводят в соприкосновение и с легким нажимом поворачивают попеременно 10—15 раз в одну и другую сторону на угол не более 10°, а затем вытирают и проверяют на отблеск света. При отсутствии блестящих участков, бликов и штрихов поверхность уплотнительного кольца считается правильной, а арматура — пригодной для установки. Неровности уплотнительных поверхностей глубиной от 0,05 до 0,5 мм устраняются шлифовальным абразивным кругом или диском с нанесенным на него наждачным порошком.

Неровности глубиной менее 0,05 мм устраняются специальными притирами, а глубокие риски и забоины выводятся на токарных станках или шабровкой.

Иногда на уплотнительных поверхностях выявляются трещины, отвертывание седел вентилей, на поверхности корпуса обнаруживаются следы грубой обработки, корпус в месте уплотнения с кольцом на кромке может быть недостаточно чисто обработан, а кромка иметь острый угол без положенного притупления в 0,5 мм. В таких случаях до сборки арматуры необходимо все перечисленные дефекты устранить, т. е. произвести ремонт арматуры. При невозможности устранить хотя бы один из названных дефектов арматура будет работать ненадежно и устанавливать ее не следует.

При осмотре уплотнительных колец, вывернутых из корпусов, на многих из них не обнаруживается отпечатка соприкосновения с кромкой корпуса по всей окружности, а также на некоторых корпусах не имеется следов смятия кромки по всей окружности, т. е. отсутствует необходимый для создания плотности напряженный контакт между кольцом и корпусом по всей окружности узкой кромки. Арматура с такими уплотнительными кольцами трудно поддается ремонту, и ее по возможности желательно не устанавливать на трубопроводах, а заменить новой, исправной.

Иногда во время гидравлического испытания арматуры наблюдаются пропуски воды через дренажные пробки в корпусах задвижек высокого давления. Для устранения этого дефекта устанавливаются пробки с более плотной резьбой, пришабривают место в корпусе и

головку пробки. В крайних случаях, когда не удается добиться положенной плотности, пробки заваривают электросваркой.

Технический осмотр рычажных предохранительных клапанов

Перед осмотром клапанов необходимо очистить все детали, протереть их и осмотреть качество уплотнительных поверхностей и их установку, а также проверить состояние вилок, опорных призм, рычага, штоков, корпуса и сочленение всех деталей. Качество притирки седла и тарелки должно быть выше, чем в остальной арматуре, так как нельзя приложить дополнительное усилие для прижатия клапана к седлу.

Качество притирки проверяется теми же способами, что и для вентилей, т. е. на масло и на карандаш. При проверке на карандаш все карандашные штрихи должны быть стерты по всей ширине притираемой поверхности. Опорные выемки рычага имеют цементированную поверхность или специальную призму, впрессованную в рычаг; вершина штока и вершина рабочей части опорной вилки имеют закаленную или цементированную поверхность.

Опорные выемки рычага (призмы) должны иметь закругления с радиусом $r=0{,}3$ мм и быть строго перпендикулярны боковым поверхностям рычага; соответственно вершина штока и вершина опорной вилки должны иметь закругление с радиусом $r=0{,}2$ мм. Вершина штока должна быть строго перпендикулярна его оси, а вершина рабочей части опорной вилки—оси опорной вилки. В случае порчи или износа этих деталей на их поверхность делают наплавку; наплавленную поверхность обрабатывают напильником с припуском не более 0,1 мм на сторону, закаливают и доводят шлифованием по специальному шаблону.

Технический осмотр главных предохранительных клапанов импульсного типа

Во время технического осмотра необходимо проверить достаточность зазора между поршнем и цилиндром, между поршневыми кольцами в сжатом положении и цилиндром, между торцами поршневого кольца в замке и между боковыми поверхностями поршневых колец и

канавками на поршне. Поршень с кольцами, вставленными в поршневую камеру цилиндра, должен плавно перемещаться усилием руки. Если зазоры будут меньше указанных, то при прогреве клапана до проектной температуры клапан заклинится, при этом усилие, с которым клапан будет прижиматься к рубашке, из-за теплового расширения будет настолько велико, что поршень не сможет перемещаться вдоль поршневой камеры и произойдет задирание соприкасающихся поверхностей.

Значительное превышение величины зазоров против указанных нежелательно, так как это повлечет за собой большой пропуск пара из одной стороны поршневой камеры в другую и давление пара будет недостаточным для перемещения поршня и открытия клапана.

Зазор между наружной поверхностью поршня и внутренней поверхностью поршневой рубашки и между прижимным диском и поршневой рубашкой должен быть в пределах 1,0—1,2 мм на сторону. Детали крепления поршневой группы должны иметь надежное крепление. Мягкое уплотнение поршневого привода клапанов для пара высоких параметров должно выполняться из плетеного асбестового шнура прямоугольного сечения, обильно пропитанного серебристым чешуйчатым графитом.

Резьбовые соединения поршневой группы должны быть тщательно протерты графитом.

3-9. ПРИТИРКА УПЛОТНИТЕЛЬНЫХ ПОВЕРХНОСТЕЙ АРМАТУРЫ

Шабровка обычно выполняется вручную и заключается в срезании с уплотняющих поверхностей тонкой стружки шабером. При нормальном давлении шабер снимает обычно стружку толщиной от 10 до 30 мкм.

Шабровка служит для получения хорошо прилегающих уплотняющих поверхностей фланцев и клапанов. Для поверхностей фланцев достаточно, чтобы в каждом квадратном сантиметре была закрашена одна точка, а для уплотнительных колец задвижек или клапанов арматуры качественная пришабровка определяется в четыре точки касания на каждый квадратный сантиметр поверхности.

Операцию шабровки делают осторожно. Шабрят вначале «крепкие пятна» и выступы с последующей про-

веркой шабровочной плиткой или клапаном на краску. Поверхности фланцев арматуры и заглушек относятся к четвертому классу чистоты, допускающему неровности от 20 до 40 мкм, замеренные на высоте не менее 5 гребней (▽ 4).

Уплотнительные поверхности клапанов, кранов и т. д. относятся к восьмому классу чистоты (▽ 8), допускающему риски глубиной от 1,6 до 3,2 мкм. С помощью шабровки можно пригнать поверхности с точностью до 5 мкм.

Притирка заключается в обработке уплотняющих поверхностей шлифующими порошками или абразивами. Этот способ применяется для очень точной пригонки, для получения поверхностей с величиной неровностей, измеряемой десятыми и сотыми долями микрона.

Притирочные материалы делятся на две группы:

1) твердые абразивные порошки и пасты, которые снимают слой металла режущими гранями кристаллов;

2) доводочные пасты, которые снимают слой металла главным образом за счет химического воздействия состава на обрабатываемую поверхность.

Притирка уплотнительных поверхностей арматуры может производиться как вручную, так и на специальных станках.

Притирка уплотнительных поверхностей арматуры вручную является очень трудоемкой операцией, требующей больших навыков и высокой квалификации рабочих.

Притирка на станках К-2589, шлифовальных машинах С-477А, С-516, С-517, 2212 и ШФ-80-200 применяется при больших объемах работ, она дает лучшие результаты по качеству и повышает производительность труда.

Как при ручной, так и при станочной притирке во избежание появления задиров требуется соблюдение строго определенного давления на притираемые поверхности, которое должно выдерживаться в размерах: при грубой притирке не более 0,1—0,15 МПа, при средней притирке до 0,1 МПа и окончательной притирке или доводке не более 0,05 МПа.

Притиры изготовляются, как правило, из материалов более мягких, чем притираемое изделие: из серого чугуна, меди, бронзы и пластмасс. В основном реко-

мендуется изготовлять притиры из серого чугуна перлитной или перлитно-ферритной структуры твердостью H_B=1200 МПа.

Чугун, идущий на изготовление притиров, должен иметь однородную структуру без местной пористости, газовых и земляных раковин, включенных зерен цемента и других литейных пороков.

Рабочая поверхность притиров должна быть обработана с чистотой ∇ 6—∇ 7.

Притирающая поверхность притиров должна быть ровной и иметь чистоту поверхности ∇ 8—∇ 12 в зависимости от назначения притираемых поверхностей.

Для притирки конусных уплотнений притиры изготовляются комплектами, т. е. притир для седла и притир для тарелки.

При грубой притирке плоских поверхностей притирочная паста наносится в 3—4 местах тонким слоем на притираемую поверхность и разравнивается наложенным притиром по всей поверхности, после чего ведется притирка.

При чистовой притирке плоских поверхностей рекомендуется производить выравнивание абразивных зерен на притирочной плите. На притирочную плиту тонким слоем наносится притирочная паста и растирается притиром.

Притирка ведется пастой, оставшейся на рабочей поверхности притира при растирании ее на приточной плите. При притирке конусных уплотнительных поверхностей притирочная паста наносится на притир и разравнивается в процессе притирки.

Во время притирки рекомендуется создавать удельное давление на притир не более 0,02—0,08 МПа, а для притирки узких уплотнительных поверхностей шириной до 1,0 мм удельное давление принимается не более 0,4 Н на 1 см притираемой поверхности. Узкие уплотнительные поверхности притирать друг к другу нельзя.

Доводку притертой поверхности следует вести усилием собственного веса притира или детали с удельным давлением от 0,01 до 0,015 МПа.

Процесс притирки производится возвратно-вращательным движением на угол поворота 45—90° притира по притираемой поверхности или притираемой поверхности по притиру либо непосредственно двух совместно притираемых деталей друг по другу механическим или

ручным способом. Положение притира относительно детали должно меняться так, чтобы каждая новая дуга делила перебег против предыдущей на 10—20°.

При притирке конусных поверхностей для обеспечения постоянной смазки и равномерного перемещения притирочной пасты на притираемой поверхности кроме возвратно-вращательных движений следует приподнимать притир или деталь на 5—8 мм через каждые 1—2 оборота.

При притирке арматуры необходимо следить за тем, чтобы корпус арматуры был надежно закреплен на верстаке, чтобы рабочие не повредили рук об острые кромки и возможные заусенцы после механической обработки, а также не внесли грязь в глаза: поддерживать хорошее освещение мастерской.

При работе по притирке арматуры абразивными пастами и очистке арматуры растворителями необходимо следить за тем, чтобы перед приемом пищи рабочие хорошо мыли руки и не принимали пищи в помещениях, где производятся работы с применением растворителей. Во время притирки арматуры следует пользоваться общим освещением мастерской и переносной лампой напряжением 12 В. При притирке арматуры с применением механизмов необходимо следить за тем, чтобы рабочие не пользовались рукавицами, спецодежда была застегнута, а на голове имелся головной убор.

При притирке арматуры, установленной на трубопроводах, расположенных на высоте, для проведения работ необходимо устроить подмости и соблюдать правила техники безопасности при работе на высоте.

3-10. НАБИВКА САЛЬНИКОВ АРМАТУРЫ

Сальниковые набивки в арматуре низкого, среднего и высокого давления служат для заполнения сальника в целях предотвращения пропуска среды через зазоры между движущимся шпинделем и крышкой, а у арматуры сверхвысоких параметров, кроме того, для заполнения сальника подвижного поршня-крышки и корпуса арматуры.

Набивки, пропитанные антифрикционным составом, применяются также с целью смазки сальника и корпуса цилиндра арматуры сверхвысокого давления.

Набивка должна создавать наименьшее трение о шпиндель и должна быть устойчивой против износа

под воздействием среды, стойкой в условиях работы при высокой температуре и давлении, и не должна задирать шпиндель и поршень-крышку во время открытия и закрытия арматуры.

Тип и материал набивок выбираются в зависимости от среды, давления и температуры. Применение набивок в зависимости от среды и ее параметров приведено в табл. 3-3.

Набивки делятся на твердые и мягкие. Мягкие сальниковые набивки изготовляются из: 1) волокнистых материалов растительного происхождения — хлопчатобумажной, льняной, пеньковой или жгутовой пряжи и 2) асбестового волокна или пряжи, содержащих примеси хлопковых волокон и усиленных металлической проволокой.

Твердые набивки изготовляются из металла или сочетания металла с асбестом или графитом. Металлические набивки не получили широкого распространения.

Сальниковые набивки для арматуры среднего и низкого давления изготовляются согласно ГОСТ 5152-66 трех типов: плетеные, скатанные и кольцевые. Набивки различаются по форме, конструкции и оплетке. По конструкции набивки разделяются на плетеные, прессованные и пасты.

Для заполнения сальника шнур разрезают на отрезки, свертывают в кольца и закладывают в сальниковую коробку. Эти набивки преимущественно применяются для среды с температурой до 400°С.

Для давлений выше 20 МПа и температур выше 400°С набивочные кольца прессуют из графита, смеси асбеста с графитом или составляют из металлической оболочки с мягким сердечником. По форме сечения набивки разделяются на круглые и квадратные. Наибольшее применение имеют набивки квадратные, которые лучше обжимают шпиндель.

По роду оплетения набивки бывают трех типов: 1) с одним плетением, 2) с несколькими плетениями и 3) насквозь плетеные.

Для давлений до 1,0 МПа можно применять набивку с одним оплетением, для давлений от 1,0 до 6,4 МПа — набивку с несколькими плетениями и при давлениях свыше 6,4 МПа применяют набивку насквозь плетеную.

Набивки размерами до 19 мм при огибании вокруг оправки диаметром 75 мм и набивки размером свыше

Таблица 3-3

Типы сальниковых набивок и область их применения (ГОСТ 5152-66)

Рабочая среда	Предельные параметры среды: давление, МПа	Предельные параметры среды: температура, °С	Сальниковая набивка
Раствор щелочей, воздух и смазочные масла	16,0	100	Плетеная хлопчатобумажная сухая (ХБС) и пропитанная (ХБП); пеньковая сухая (ПС) и пеньковая пропитанная (ПП)
Топливо нефтяное	3,0	100	Плетеная хлопчатобумажная пропитанная (ХБП); пеньковая сухая (ПС) и пропитанная (ПП), асбестовая пропитанная (АП), асбестомаслостойкая
Слабокислые растворы, вода	1,0	130	Плетеная тальковая сухая (ТС) и пропитанная (ТП)
Вода	16,0	100	Плетеная хлопчатобумажная пропитанная (ХБП); пеньковая сухая (ПС) и пропитанная (ПП); скатанная прорезиненная хлопчатобумажная (ПХБ) и льняная (ПЛ); манжеты хлопчатобумажные (МХБ) и льняные (МЛ)
Вода и пар	20,0	300	Манжеты асбестовые (МА)
Газы	4,5	300	Плетеная асбестовая сухая (АС) и асбестопроволочная (АПР)
Раствор щелочей, пар	1,0	130	Плетеная тальковая сухая (ТС)
То же	4,5	400	Плетеная асбестовая сухая (АС)
»	10,0	400	Скатанная прорезиненная асбестовая (ПА) или асбестометаллическая (ПАМ)
»	10,0	510	Асбестовая пушонка (40% распушенного асбеста и 60% графита), снизу и сверху по одному асбестовому кольцу
Пар	10,0	510	Асбестовые кольца, между которыми устанавливаются втулки из чешуйчатого серебристого графита

Продолжение табл. 3-3

Рабочая среда	Предельные параметры среды: давление, МПа	Предельные параметры среды: температура, °С	Сальниковая набивка
Пар	25,5	585	Асбестовые кольца, пропитанные графитом с прослойкой серебристого чешуйчатого графита
»	30,0	650	Графито-слюдяная с цинком (ГСЦ) или алюминием (ГСА)
Вода	23,0	230	Плетеный асбестовый шнур „Рациональ" и асбестовая пушонка
Воздух, нейтральные и углеводородные газы, азотно-водородная смесь, нефтепродукты, жидкий аммиак	32,0	200	Шнур из асбестовой нитки прорезиненный, вулканизированный, пропитанный и прографиченный квадратного сечения (НВДТ-1)
Воздух, нейтральные и углеводородные газы	32,0	450	Шнур из асбестовой нити прорезиненный, вулканизированный и прографиченный квадратного сечения (НВДТ-1С)
Воздух, нейтральные и углеводородные газы, азотно-водородная смесь, нефтепродукты, жидкий аммиак	70,0	200	Шнур из асбестовой нити с латунной проволокой прорезиненный, вулканизированный, пропитанный и прографиченный квадратного сечения (НВДТ-2)
Воздух, нейтральные и углеводородные газы	70,0	450	Шнур из асбестовой нити с латунной проволокой прорезиненный квадратного сечения

22 мм вокруг оправки диаметром 150 мм не должны иметь выпучивания и расслаивания. Поверхность набивки должна быть ровной, нелипкой, на ней не должно быть выступающих оборванных ниток.

Стандартные размеры, установленные для набивок: 4, 5, 6, 8, 10, 14, 16, 19, 22 мм.

Сальниковые набивки для арматуры высокого давления. Пар высокого давления значительно быстрее разъедает каналы в местах неплотностей, через которые он просачивается; парение сальников при этом быстро увеличивается.

Если набивку дефектных сальников не заменить после начала парения сальника, то произойдет сильная эрозия металла шпинделя и шпиндель необходимо будет заменить новым.

На трубопроводах при давлении до 14 МПа и температуре до 570°С для сальниковых уплотнений арматуры применяют набивки различных типов, изготовленные из асбеста и графита.

Сальниковые набивки на асбестовой основе. Асбестовый шнур, пропитанный высококачественным цилиндровым маслом, применяется в качестве материала для набивок сальников для воды с температурой до 250°С. Пропитка цилиндровым маслом предохраняет асбест от проникновения влаги и разрушения.

Набивка из асбеста применяется в виде колец, обильно протертых графитом, чем обеспечивается смазка шпинделя и уменьшается трение. При изготовлении набивки непосредственно на месте отдельные нити расплетенного асбестового шнура сечением 3—5 мм² пропитывают смесью цилиндрового масла или вискозина 7 и серебристого графита.

В состав мастик для пропитки набивки входит 90% графита и 10% масла. На 1 кг асбестового шнура расходуется 0,1 кг пропитывающей смеси.

Кольца набивки можно прессовать в специальном прессе или непосредственно в сальниковой коробке нажимом сальниковой буксы. Укладку колец в сальниковую коробку нужно производить с разноской стыков колец по окружности на 90°. Асбестовые набивки применяют для арматуры высокого давления с температурой перегретого пара 525—535°С.

Сальниковые набивки на графитовой основе. Графит как материал для сальниковой набивки по сравнению с асбестовой основой обладает рядом достоинств: он не выгорает при высоких температурах, хорошо смазывает шпиндель и не впитывает влагу. К недостаткам графита относится способность некоторых сталей под слоем графита сильно корродировать. Опасность коррозии шпинделей особенно велика после гидравлического испытания при длительном хранении арматуры на складе или установленной на трубопроводе и не находящейся в эксплуатации. Ввиду этого на-

бивку сальников устанавливают непосредственно перед вводом арматуры в эксплуатацию.

Для сальниковой набивки применяют чешуйчатый графит, который должен быть свободен от минеральных и органических примесей и не содержать жиров. Содержание углерода должно быть не менее 90%. Набивка из чистого графита очень устойчива в работе. При правильном ее изготовлении не возникает необходимости в подтяжках и перебивках сальников в течение нескольких лет. Графитовая набивка является самой надежной из всех набивок, работающих при температуре пара 525—550°С и выше.

Сальниковые набивки на асбестовой основе изготовляются в виде графито-асбестовой мастики, прессованной отдельно все сальника в виде полуколец или в сальниковой камере. Для приготовления мастики как связывающий элемент берут 20—25% по массе хризолитовый асбест мягкой структуры с распушонными волокнами и чешуйчатый графит. В процессе смешивания добавляют воду в количестве 5% общей массы смеси.

Для обеспечения удовлетворительной работы сальников и устранения пропаривания или пропусков среды необходимо применять только набивки, предназначенные для данной среды и параметров.

Для создания должной плотности набивка должна быть сжата сальниковой втулкой настолько, чтобы боковые давления на уплотнительные поверхности были достаточными для поддержания герметичности и в то же время не затрудняли перемещение шпинделя и не портили его поверхность.

Если нижние слои набивки недостаточно уплотнены, то нажатием сверху уплотняются только верхние слои набивки, а нижние остаются неуплотненными и сальник может пропаривать или пропускать. При хорошем уплотнении нижних слоев набивки и при дальнейшем уплотнении верхних сальники хорошо уплотняются на всю свою высоту и не пропаривают. Поэтому при укладке набивки в сальниковую камеру необходимо следить за тем, чтобы нижние слои набивки были хорошо уплотнены. При хорошем уплотнении нижних колец набивки верхние слои не требуют больших давлений для получения хороших уплотнений и шпиндель арматуры при этом будет вращаться легко.

Во время ревизии арматуры все элементы сальникового уплотнения и шпиндели необходимо тщательно очищать и осматривать, обнаруженные дефекты должны полностью устраняться.

Шпиндели должны иметь цилиндрическую, хорошо отполированную поверхность. Зазор между буксой и шпинделем 0,1—0,15 мм.

При набивке сальников необходимо следить за тем, чтобы кольца, коробка, шпиндель и инструмент для укладки были чистыми.

Для арматуры, установленной на паропроводах, не следует применять промасленную набивку, так как пропитка выгорает и набивка дает усадку, что вызывает необходимость в подтяжке и добавке дополнительных колец. Кроме того, выгорающее масло плотно пристает к поверхности шпинделя, образуя трудно удаляемый нагар, который при перемещении шпинделя разрушает набивку, нарушает плотность сальника и ускоряет износ шпинделя.

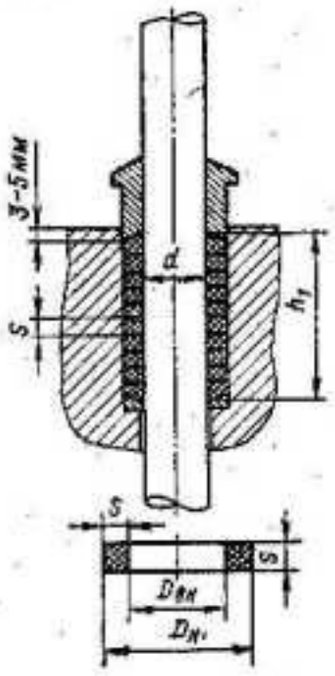


Рис. 3-34. Геометрические размеры сальниковой набивки $L_1 = (2{,}5—3)$.

В настоящее время часто для сальников паровой арматуры применяют набивочные кольца из сырого асбестового шнура, обильно пропитанного графитом.

Для сохранения упругопружинистых эластичных свойств сальниковой набивки большое значение имеют геометрические размеры как всего пакета набивки h_1, так и отдельных его элементов S (рис. 3-34).

Размеры сальниковой набивки связаны в определенной мере с диаметром уплотняемого шпинделя. Чем больше диаметр гладкой части шпинделя, тем большим должен быть размер квадрата асбестового шнура.

Сторона квадрата шнура, применяемого для сальникового уплотнения шпинделей арматуры высоких параметров, должна составлять 20—30% диаметра гладкой части шпинделя. Сальниковые набивки в зависимости от диаметра шпинделя имеют следующие раз-

меры, мм:

Диаметр шпинделя, мм	16	20	24	30	36	40	44	48	52	60	70
S, мм	5	6	6	8	8	10	10	10	13	13	16
$D_{вн}$, мм	26	32	36	46	52	60	64	68	78	86	102

Высота сальниковой набивки, обеспечивающая надежную работу уплотнения, должна быть равна 2,5—3 диаметрам гладкой части шпинделя. При укладке колец между ними засыпают сухой графит слоем 3—4 мм и обжимают кольца в сальниковой камере.

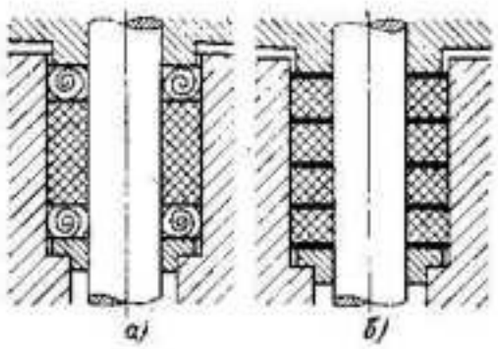


Рис. 3-35. Набивка сальников графитом.

а — с кольцами из прографиченного асбеста; *б* — с укладкой промежуточных колец из паронита.

Для устранения утечки из сальника чешуек графита зазор между шпинделем, верхней и нижней сальниковой буксами должен быть не более 0,05 мм; в сальниковой камере устанавливают специально нижнюю втулку, между верхней и нижней втулками сверху и снизу сальниковой набивки прокладывают прографиченные асбестовые кольца, плотно охватывающие шпиндель (рис. 3-35).

Для устранения утечки графита из сальника снизу и сверху набивки, а также в промежутках между графитом, как это показано на рис. 3-35, по всей высоте сальника укладываются кольца из паронита толщиной 0,5—1 мм, внутренний диаметр которых на 0,5 мм меньше диаметра шпинделя, а наружный диаметр равен диаметру расточки камеры.

Шпиндели и буксы арматуры для работы с графитовыми сальниками изготовляются из стали, предназначенной для азотирования. Высокая твердость наружной поверхности азотированной стали предохраняет шпиндель от заеданий в буксах.

Шпиндели, предназначенные для работы с графитовыми уплотнениями, должны быть перед азотированием тщательно отполированы.

Для надежной и длительной работы сальникового уплотнения большое значение имеет отсутствие биения шпинделя в зоне сальникового уплотнения, так как биение может нарушить прилегание сальниковой набивки к поверхности гладкой части шпинделя. Поэтому опоры шпинделя, направляющие его движение, а именно сальниковое уплотнение и трапецеидальная ходовая резьба шпиндельной втулки, должны находиться на одной оси.

Графитовые сальники набиваются в следующем порядке: тщательно очищают шпиндель и сальниковую камеру, устанавливают нижнюю втулку, являющуюся основанием уплотнения, нижнее асбестовое или паронитовое кольцо наполняют сальниковую камеру сухим чешуйчатым графитом, графит обжимают при помощи верхней сальниковой буксы, буксу поднимают и камеру дополняют графитом. Наполняют и уплотняют графит до тех пор, пока втулка сальника будет заходить лишь на 10—15 мм. После этого укладывают верхнее асбестовое кольцо. После окончания набивки сальника шпиндель перемещается туго, но после нескольких открытий и закрытий шпиндель передвигается нормально.

При горизонтальном положении арматуры сальники набивают чешуйчатым графитом, смоченным водой или чистым глицерином, до состояния густой кашицы. Набивка сальников графитом производится также прессованными из графита кольцами. После укладки и зажатия сальника буксой графитовые кольца разрушаются, обеспечивая тем самым хорошее уплотнение.

При набивке сальников мастикой, приготовленной на асбестографитовой основе, первоначально на дно сальниковой камеры помещают кольцо из сухого прографиченного асбестового шнура, заполняют камеру мастикой или полукольцами и после заполнения сальника кладут кольцо из прографиченного асбестового шнура и зажимают буксой.

Набивки на асбестографитовой основе применяются для паровой и водяной арматуры, работающей при давлении не свыше 10,0 МПа. Для хорошей и надежной работы сальника необходимо следить за тем, чтобы в сальник не проникала влага. Для обеспечения надежной работы сальниковых уплотнений арматуры необходимо соблюдать следующие правила:

1) Перед укладкой набивки сальниковая коробка и шпиндель должны быть тщательно очищены от следов старой набивки.

2) При смене сильно изношенной набивки ее необходимо удалять из сальника полностью. Изношенную саль-

никовую набивку можно использовать только частично, при этом ее необходимо снова пропитать смазкой и укладывать только в верхние слои.

3) Укладку набивки в сальниковую коробку необходимо производить отдельными кольцами с разноской стыков на 45, 90 и 180°. При укладке колец необходимо следить за тем, чтобы зазоры в стыке разрезов были не больше 0,5—0,1 мм и чтобы один конец разрезного кольца не находил на другой.

4) После обжатия каждой группы колец необходимо проверять свободу вращения шпинделя, которая должна сохраняться вплоть до сборки и обжатия всей сальниковой набивки; нельзя допускать усиленного обжатия верхних слоев пакета, приводящего к защемлению шпинделя и его порче.

5) При перерезании плетеных набивок во избежание расплетания или разлохмачивания концов до установки рекомендуется предварительно связывать концы суровой ниткой или мягкой медной проволокой.

6) Стыки колец должны быть ровно обрезаны острым ножом под углом 45°.

7) Нарезанные кольца должны свободно, но без большого зазора входить в гнездо. Каждое кольцо вкладывают в гнездо отдельно и обжимают, начиная снизу, специальной деревянной трамбовкой или нажимной втулкой. Укладка шнура спирально не допускается. Высота обжатой набивки должна быть такой, чтобы сальник можно было при необходимости подтянуть. Для арматуры диаметром менее 100 мм высота возможного подтягивания сальника принимается около 20 мм, а для арматуры диаметром более 100 мм — 20—30 мм.

8) Затяжка сальниковых болтов должна производиться без перекосов и применения больших усилий. Чрезмерная затяжка сальника приводит к выдавливанию смазочных включений, к ускоренному износу и увеличению трения.

9) В первое время после установки набивки необходимо следить за затяжкой сальников. Набивка сальников иногда выгорает или разбухает в зависимости от рода и температуры среды, поэтому иногда требуется дополнительно подтягивать или ослаблять набивку сальников для компенсации расширения или разбухания набивки.

10) За время длительной остановки набивка арматуры может высохнуть, поэтому перед новым включением арматуры в работу необходимо подтянуть или перепаковать сальники.

При набивке сальников арматуры при недостаточном общем освещении в мастерской следует пользоваться переносными лампами заводского изготовления напряжением 12 В, необходимо следить за тем, чтобы пол не был скользким, чтобы рабочие не повреждали руки об острые кромки деталей и резьбу шпинделя. Арматура должна быть установлена на прочных верстаках или полах. При набивке сальников арматуры, установленной на трубопроводе, находящемся выше 1 м от опорной поверхности, необходимо соблюдать правила техники безопасности при работе на высоте.

3-11. СБОРКА АРМАТУРЫ ПОСЛЕ РЕВИЗИИ

Сборку производят после устранения всех выявленных дефектов, проверки технического состояния деталей и зазоров в сопрягаемых узлах. Перед сборкой арматуры все детали и корпус арматуры необходимо тщательно очистить от загрязнений и посторонних предметов, проверить исправность.

Порядок сборки — обратный порядку разборки: все детали собирают согласно меткам, сделанным керном при разборке. При сборке вентилей тщательно проверяют посадку клапана на шпинделе, а у задвижек посадку тарелок в тарелкодержателях и обойме. Посадка должна быть прочной, но иметь незначительную слабину на размер зазоров для самоустановки тарелки на седло при закрытии затвора.

Крышку с собранным механизмом затвора устанавливают в корпус при крайнем верхнем положении шпинделя и полностью открытом клапане. Открытое положение клапана сохраняют до окончания сборки крышки (верхнего фланца) с корпусом. Сборку верхней крышки с корпусом (фланцевого соединения) производят так же, как и сборку фланцевых соединений. При сборке резьбу всех шпилек смазывают графитом, густо разведенным в воде, или графито-медистой смазкой.

Собранная арматура должна легко, от руки, без применения ключей и рычагов, открываться и закрываться. Ход шпинделя (штока) тарелки поршневого устройства должен быть плавным. Если открытие или закрытие

арматуры требует повышенных усилий, то это вызвано следующими причинами:

1) нарушена соосность между шпинделем (штоком) и втулкой крышки;

2) нарушена соосность между верхней и нижней крышками у регулирующей арматуры;

3) неправильно посажен клапан (тарелка) на шпиндель или на шток;

4) туго затянут сальник, сальниковая втулка или нажимная планка;

5) с перекосом установлена сальниковая втулка или нажимная планка.

Особенности сборки арматуры высокого давления

При сборке крышки со шпинделем особое внимание должно быть уделено сборке сальникового уплотнения, упорных и радиальных шарикоподшипников. При сборке сальникового уплотнения необходимо обеспечить хорошее уплотнение и легкий ход шпинделя, его центровку относительно крышки.

При сборке сальникового уплотнения необходимо проверять зазоры между поверхностью гладкой части шпинделя и поверхностями сальникового кольца и грундбуксой.

Зазоры проверяют щупом, а также визуально осматривают поверхности гладкой части шпинделя и выявляют на ней следы касания деталей. Для этого 2—3 раза перемещают шпиндель (или шток) в его крайние положения.

Между шпинделем и нажимной планкой (когда она расположена перпендикулярно оси шпинделя) должен быть равномерный зазор по всей окружности.

Перед сборкой шпиндельной втулки со шпинделем и шарикоподшипниками необходимо тщательно натереть графитом рабочие поверхности трапецеидальной резьбы шпинделя и вкладыш втулки. Упорные шарикоподшипники должны хорошо прилегать как к поверхностям упорного пояска шпиндельной втулки, так и к опорной поверхности головки бугеля (или крышки). Упорная гайка должна быть подтянута так, чтобы тарельчатая пружина через радиальный шарикоподшипник была плотно прижата к верхнему упорному шарикоподшипнику (без упругой деформации пружины). При этом следует проверить, имеется ли круговой зазор между шпиндельной втулкой и тарельчатой пружиной и между пружиной и расточкой в головке бугеля.

При сборке узлов самоуплотняющих соединений корпусов с крышками должна быть предусмотрена предварительная проверка сопряжений:

1) крышки с корпусом; при этом крышка опускается в корпус до крайнего нижнего положения и измеряется радиальный зазор между этими деталями и глубина опускания крышки;

2) сальникового кольца с корпусом и крышкой; при этом должны быть проверены радиальные зазоры между кольцом и крышкой и между кольцом и корпусом;

3) сегментов разрезного кольца с корпусом.

В паз корпуса устанавливаются сегменты и опорный диск. Все сегменты должны иметь одинаковую высоту и свободно входить в паз корпуса до упора в цилиндрическую поверхность и зазор между сегментами и пазом должен быть в пределах допусков чертежа, а опорный диск свободно (с заданным зазором) входить центрирующим выступом во внутреннюю расточку разъемного кольца.

Сборка сальникового уплотнения должна вестись с равномерным уплотнением каждого кольца шнура и графита.

Для каждого типоразмера арматуры необходимо иметь мерные емкости для засыпания требуемого количества графита на один слой асбестового кольца. Графит на каждый слой асбестового шнура следует засыпать равномерно по всей окружности уплотнения.

Объем сальниковой набивки должен быть таким, чтобы после снятия давления гидроиспытания расстояние от поверхности верхнего торца крышки до поверхности верхнего торца опорного диска строго соответствовало заданному чертежом размеру.

При сборке резьбовых соединений необходимо соблюдать следующие условия:

1) Перед сборкой поверхность резьбы должна быть тщательно очищена от грязи и продукта сжатым воздухом.

2) Детали с резьбой должны свинчиваться свободно; тугое свинчивание не допускается.

3) Резьба должна быть тщательно смазана графитом, слегка смоченным водой.

4) При установке резьбовых шпилек, ввинчиваемых одним концом в отверстие, следует строго следить за тем, чтобы все шпильки были затянуты на сбеге резьбы и их оси были перпендикулярны (в пределах заданных допусков) поверхностям сверления отверстий.

5) При установке во фланцевое соединение шпильки должны выступать над поверхностью фланца на заданную высоту.

При сборке фланцевых соединений, уплотняемых металлическими рифлеными прокладками, необходимо соблюдать следующие условия.

1) Уплотнительные поверхности фланцев и рифленую прокладку перед сборкой тщательно протереть и проверить отсутствие повреждений на них и на центрирующих заточках фланцев, могущих нарушить правильность сцентровки фланцев.

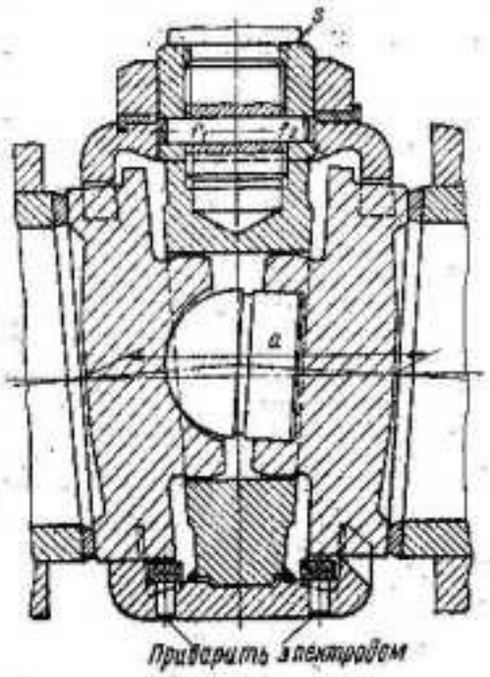


Рис. 3-36. Самоустанавливающийся клиновой затвор задвижки.

2) Проверить глубину центрирующей заточки, высоту центрирующего выступа и толщину рифленой прокладки с тем, чтобы можно было правильно вести посадку и затяжку фланцевого соединения.

3) Затянуть фланцевое соединение путем последовательной затяжки противоположно лежащих гаек. При этом первые две пары противоположно лежащих гаек следует доводить только до упора в поверхность фланца с тем, чтобы не перекосить свинчиваемые детали. После первоначальной легкой подтяжки гаек для обеспечения правильного равномерного обжатия рифленой прокладки можно проводить постепенную затяжку противоположно лежащих гаек до необходимой плотности.

Равномерность затяжки крепежных деталей фланцевого соединения необходимо контролировать замером удлинения шпилек с помощью штангенциркуля и щупа.

При сборке самоустанавливающихся клиновых затворов запорных задвижек (рис. 3-36) необходимо:

1) тщательно протереть все детали затвора и проверить, нет ли повреждений;

2) проверить сопряжение тарелок с обоймой верхнего тарелкодержателя;

3) произвести пробную примерку собранной подвижной части затвора по седлам для определения необходимой толщины регулирующих прокладок под грибок. Одновременно проверить правильность положения тарелок относительно седел в направлении, перпендикулярном оси патрубков, а также сопряжение обоймы с корпусом и симметричность ее по отношению к седлам;

4) после произведенной пробной примерки затвора и установки грибка необходимой высоты (с подкладками или без прокладок) окончательно затянуть гайку и застопорить ее специальной предохранительной шайбой.

После окончательной сборки затвора проверить, могут ли тарелки свободно принимать нужное угловое положение, определяемое уплотнительными поверхностями седел.

Такое положение тарелок определяется угловым перемещением шпинделя вместе с обоймой в двух взаимно перпендикулярных направлениях вдоль и поперек оси патрубков корпусов в момент заклинивания тарелок между седлами.

Сборка рычажных предохранительных клапанов. При сборке клапана с направляющими перьями (ребрами) следует обращать внимание на зазор между перьями и направляющей втулкой; этот зазор должен быть не более 0,4 мм по диаметру; при износе перьев сверх указанного зазора их следует наплавить и проточить, чтобы клапан имел зазор в отверстии втулки не более 0,1—0,2 мм по диаметру.

При сборке рычажного устройства рычаги предохранительного клапана (рис. 3-37) необходимо устанавливать строго горизонтально зеркалу входного фланца ($h_1 = h_2$).

Рычаги установленного на место предохранительного клапана должны быть в горизонтальном положении.

Все три опорные точки O каждого рычага (под опорную вилку, шток и груз) должны находиться на одной горизонтальной прямой. Горизонтальность рычага про-

веряется уровнем. Рычаг должен стоять точно на ребре штока, без перекоса и сваливания на сторону и не касаться щечек вилки. Направляющая вилка должна иметь прорезь с запасом не менее 5 мм под рычагом при нижнем его положении и 10 мм над рычагом при верхнем его

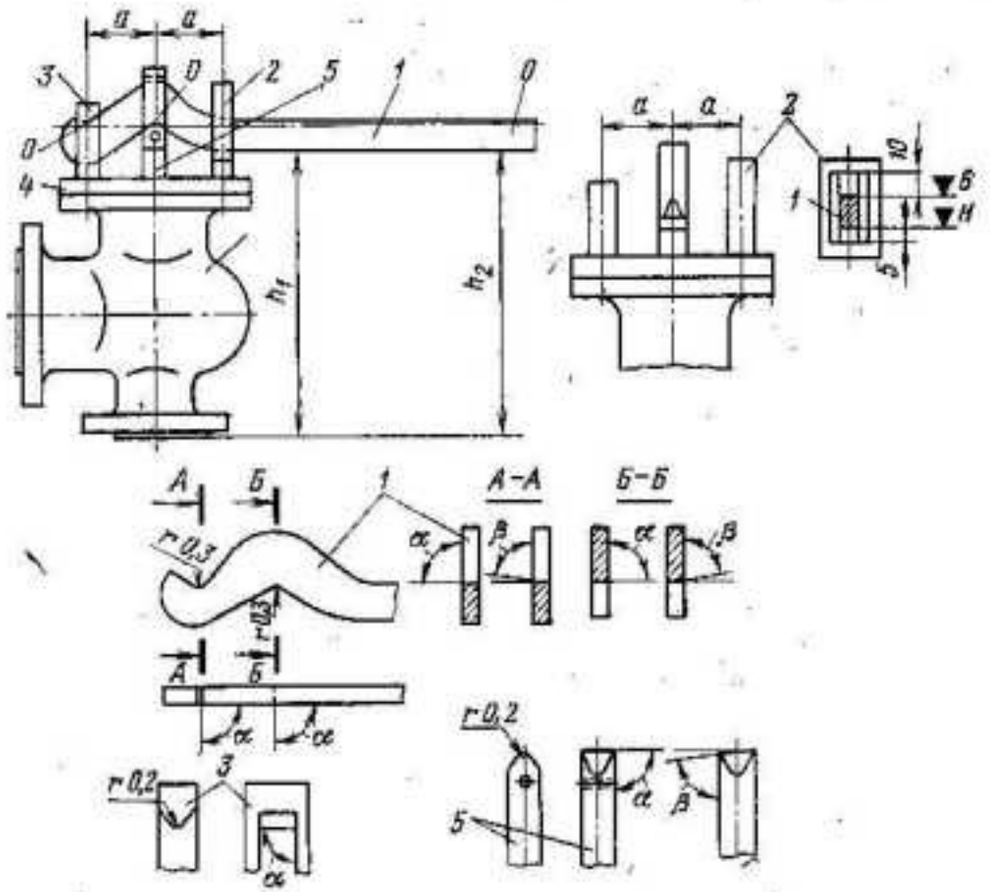


Рис. 3-37. Рычажная система предохранительного клапана.

1 — рычаг; *2* — направляющая вилка; *3* — опорная вилка; *4* — крышка; *5* — шток; *Б* — высшее положение верхнего ребра рычага (клапан открыт); *Н* — низшее положение нижнего ребра рычага (клапан закрыт); *О* — опорные точки рычага со штоком, опорной вилкой и грузом; *а* — расстояние между опорными точками рычага, опорной вилки, штока и центром направляющей вилки; угол α — правильно, угол β — неправильно.

положении. Расстояние между осями штока и опорной вилкой (размер *а*) должно точно соответствовать расстоянию между вершинами опорных точек на рычаге.

Груз на рычаге следует закрепить так, чтобы исключить его произвольное перемещение.

Сборка предохранительных клапанов импульсного типа. Перед сборкой следует проверить сопряжения основных деталей ходовой части с их

направляющими расточками в неподвижных деталях, а также фактические радиальные зазоры:

1) между тарелкой и направляющими ребрами в патрубке;

2) между приводным поршнем и его грундбуксой и расточкой рубашки поршневой камеры;

3) между верхним штоком и лабиринтной втулкой;

4) между поршнем демпфера и его грундбуксой и расточкой рубашки демпферной камеры.

Необходимо убедиться в отсутствии в уплотнительных поверхностях и центрирующих заточках фланцевых соединений и седлах каких-либо повреждений, могущих привести к перекосу деталей при скреплении этих соединений.

При сборке клапанов особое внимание должно быть уделено сборке сальниковых уплотнений поршней и штока.

Перед сборкой регулирующих клапанов двухседельного скальчатого типа необходимо проверить сопряжение посадочных поясков скалки и седел с помощью узкой полоски папиросной бумаги (толщиной 0,03 мм), помещаемой между посадочными поясками скалки и седла последовательно в верхнем и нижнем регулируемых сечениях. Полоска бумаги должна зажиматься между посадочными поясками как в верхнем, так и в нижнем седле. Если же при опущенной скалке в одной из седел бумага не зажимается, а свободно вытягивается, то зазор между посадочными поясками этого седла и скалки больше 0,03 мм. В таких случаях следует проверить фактические размеры между посадочными поясками. Если размеры имеют значительное несоответствие с чертежными, то следует проточить соответствующий поясок на скалке. Незначительное несоответствие, определяемое сотыми долями миллиметра, устраняется притиркой посадочного пояска соответствующего седла. Кроме того, одновременно следует проверить концентричность направляющих втулок корпуса с посадочными поясками седел.

Разборка и сборка арматуры, как правило, должна производиться в арматурной или механической мастерских.

При разборке и сборке крупной тяжеловесной арматуры и арматуры на высокие параметры среды применяются кран-балки грузоподъемностью до 5 тс, краны-

укосины с подвешенными на них талями, специальные тележки для перевозки арматуры внутри цехов с грузоподъемными устройствами для подъема арматуры, гайковерты и мерные ключи дляя разборки и сборки фланцевых соединений.

Для придания устойчивости крупной арматуры во время ее разборки и сборки в арматурных мастерских устраиваются специальные стеллажи, на которых закрепляется арматура захватами или болтами.

Таблица 3-4

Величина холодного натяга шпилек на каждые 100 мм их длины, мм

Условный проход фланцев, мм	Гребенчатые прокладки с числом гребней не более семи для параметров				Гребенчатые прокладки с числом гребней более семи, а также широкие плоские прокладки или беспрокладочные пришабренные фланцы для параметров			
	6,4 МПа, 500°С	8,0 МПа, 500°С	12,5 МПа, 500°С	14,0 МПа, 500°С	6,4 МПа, 500°С	8,0 МПа, 500°С	12,5 МПа, 500°С	14,0 МПа, 500°С
80	0,03	0,03	0,05	0,05	0,05	0,05	0,08	0,09
100	0,04	0,04	0,05	0,05	0,06	0,04	0,09	0,11
125	0,05	0,04	0,05	0,06	0,06	0,06	0,08	0,09
150	0,05	0,04	0,06	0,06	0,07	0,08	0,10	0,11
175	0,05	0,05	0,07	0,08	0,08	0,09	0,10	0,11
200	0,06	—	0,06	—	0,08	—	0,11	—
250	0,06	—	0,06	—	0,08	—	0,11	—
275	—	0,05	—	0,07	—	0,07	—	0,12
300	0,07	—	—	—	0,09	—	—	—

Арматура легкая и небольших размеров разбирается и собирается на слесарных верстаках, устанавливаемых в мастерских. Контроль затяжки фланцевых соединений арматуры во время сборки производится по удлинению шпилек при помощи щупа и штангенциркуля. Величина удлинения шпилек в зависимости от диаметра и приложенного усилия приведена в табл. 3-4. При разборке и сборке арматуры необходимо выполнять следующие правила по технике безопасности:

1) закрепить арматуру неподвижно в тисках или специальных приспособлениях и исключить ее опрокидывание или перемещение;

2) пользоваться исправными ключами, желательно накидными или звездочками. Размер ключей должен соответствовать размеру гаек. Пользование ключами

бо́льших размеров, чем гайки, с применением металлических подкладок запрещается. Запрещается также удлинение рычагов при помощи других ключей;

3) при разборке рабочие должны принимать положение, исключающее их падение в случае срыва ключей с гаек, и ключ должны всегда тянуть на себя;

4) руки рабочих, а также инструмент и ключи должны быть чистыми, сухими, непромасленными;

5) места разборки и сборки арматуры должны быть свободными от других предметов, на полу не должно быть разлитого масла или каких-либо других жидкостей;

6) при применении электроинструмента необходимо выполнять соответствующие правила по технике безопасности;

7) при разборке арматуры, установленной на высоте, необходимо выполнять соответствующие правила по технике безопасности;

8) при отвинчивании и завинчивании гаек с шпилек во время разборки и сборки фланцевых соединений арматуры необходимо пользоваться ключами с рычагом следующих длин:

При диаметре до 15 мм	1 рабочий	с рычагом длиной	0,5 м
» » » 25 мм	2 рабочих	» »	1,0 м
» » » 48 мм	3 рабочих	» »	1,5 м

9) во время сборки фланцевых соединений необходимо пользоваться оправками, не вставлять пальцы в болтовые отверстия и между фланцев;

10) во время сборки арматуры пользоваться только переносными лампами напряжением 12 В.

3-12. ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЕ АРМАТУРЫ

Испытание пробным гидравлическим давлением арматуры по ГОСТ 356-68 на монтаже производится только в случаях капитального ремонта, связанного с заваркой трещин, сквозных и глубоких раковин у корпусов и крышек, а также после замены всех шпилек арматуры.

После окончания ревизии и ремонта арматуры, установки прокладок и набивки сальников арматура должна быть испытана на герметичность.

Проверка герметичности собранной арматуры, т. е. проверка отсутствия неплотностей в запорном органе, сальнике, фланцевом соединении крышки, производится

гидравлическим давлением для арматуры высокого давления (6,0 МПа и выше) водой с температурой +20°С и давлением 1,25 p_y; для арматуры среднего и низкого давления (5,9 МПа и ниже) водой под давлением, равным p_y. Если же арматура изготовлена на определенное рабочее давление, то гидравлическое испытание производится давлением 1,25 $p_{раб}$.

Арматура для рабочего давления ниже 0,1 МПа должна испытываться на прочность и плотность пробным давлением, превышающим рабочее давление на 0,1 МПа, а работающая в условиях вакуума — пробным давлением не менее 0,15 МПа.

Прежде чем приступить к гидравлическому испытанию арматуры на плотность, необходимо тщательно очистить ее уплотнительные поверхности от грязи и масла. При испытании смазывание уплотнительных поверхностей затвора не допускается. Арматуры должна закрываться плотно при вращении маховика вручную. Перед испытанием арматуры водой воздух из нее должен быть полностью вытеснен.

Испытание арматуры производится индивидуально или по группам на стенде гидравлическими прессами отфильтрованной водой.

В группу включают несколько задвижек или вентилей, изготовленных на одно и то же пробное гидравлическое давление.

При испытании арматуры на плотность уплотнительных поверхностей арматуру плотно закрывают. С одного торца устанавливают заглушку, через которую подводят воду от пресса для испытания, через второй торец наблюдают за пропуском воды уплотнительными поверхностями.

Арматура, работающая с давлением среды на тарелку, испытывается одновременно в закрытом состоянии на плотность сальника и уплотнительных поверхностей.

При испытании на плотность сальников нескольких задвижек или вентилей одновременно все задвижки, кроме последней, открывают и наблюдают за пропуском сальников. При испытании одной задвижки ее закрывают дисками специального пресса или заглушками с двух сторон, открывают и, подавая воду в задвижку, наблюдают за пропуском сальников. При испытании сальникового уплотнения должен производиться подъем и опускание затвора на весь рабочий ход.

Задвижки испытываются на герметичность уплотнительных поверхностей с каждой стороны затвора. При испытании обратных клапанов вода для испытания подводится на тарелку. Дроссельная и регулирующая арматура на герметичность не испытывается. Арматура бесфланцевая высокого давления испытывается на герметичность путем подачи воды через отверстие в нижней части корпуса задвижек.

Арматуру, предназначенную для установки на газопроводах природного газа, коксового и доменного газов, работающую при давлениях не более 0,50 МПа, необходимо испытывать погруженной в воду, воздухом с проведением тщательного наблюдения за местами пропусков. В местах пропуска в воде образуются воздушные пузыри, указывающие на неплотность. Согласно ГОСТ испытания задвижек на прочность и плотность материала и герметичность должны производиться при постоянном давлении в течение времени, необходимого для осмотра, на каждое испытание не менее:

1 мин	$D_y \leqslant 40$ мм
2 мин	D_y от 50 до 150 мм
3 мин	D_y от 175 до 400 мм
4 мин	D_y более 400 мм

Арматура считается выдержавшей гидравлическое испытание на плотность, если в результате испытания в течение 5 мин не обнаружено пропуска воды. В зависимости от класса плотности арматуры допускаются незначительные пропуски воды, приведенные в табл. 3-5.

Таблица 3-5

Допускаемые пропуски воды через затвор при испытании арматуры, см³/мин

Класс плотности арматуры	Условные проходы арматуры D_y, мм						
	125—150	200—250	300—400	500—600	800—1000	1200—1400	1600—2000
I	—	—	—	1	3	5	7
II	1	2	3	5	8	12	18
III	3	7	12	20	40	70	100

К первому классу плотности относится арматура для пара, газа, питательной воды, масла, мазута, а также концевая арматура на любом трубопроводе; ко второму — арматура для гидрозолоудаления; к третьему — арматура для технической и циркуляционной воды.

Для арматуры с D_y 65 и 80—100 мм первого и второго класса плотности пропуск воды при испытании недопускается, а третьего класса — допускается соответственно 1 и 2 см³/мин.

Образование росы на краях уплотнительных поверхностей затвора при испытании водой, не превращающейся в стекающие капли, не является браковочным признаком для арматуры, для которой пропуск среды не допускается. Арматура, не выдержавшая испытания на плотность, подлежит повторному ремонту и испытанию или бракуется.

Глава четвертая

КОМПЕНСАЦИЯ ТЕПЛОВЫХ УДЛИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

4-1. УДЛИНЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПРИ НАГРЕВЕ

При повышении температуры трубопровода длина его увеличивается и при понижении уменьшается.

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

$$\Delta l = \frac{Lkt}{100}, \qquad (4\text{-}1)$$

где L — длина трубопровода, м; k — коэффициент линейного расширения 1 м трубы при нагреве ее на 100°С, $\times 10^2$ мм/(м·°С) (табл. 4-1); t — температура среды, °С.

Таблица 4-1

Коэффициент линейного расширения труб, 10^2 мм/(м·°С)

Марка стали	Температура, °С									
	50	100	200	300	400	500	600	700	800	900
10	12,0	12,4	13,2	13,9	14,5	14,85	15,1	—	—	—
20	11,8	12,25	13,05	13,75	14,35	14,75	15,05	—	—	—
12Х1МФ	11,7	12,4	13,0	13,6	14,0	14,4	14,7	—	—	—
15Х1МФ	—	11,2	11,7	12,5	13,0	13,5	13,7	—	—	—
15ГС	—	12,0	12,5	13,0	13,5	14,0	—	—	—	—
08Х18Н10Т		16,4	17,4	17,9	18,1	18,3	18,6	18,9	19,2	19

Пример. Определить удлинение питательного трубопровода длиной 35 м при нагреве его от 20 до 240°С. Материал труб — сталь 20.

По [Л. 13] находим удлинение 1 м трубопровода при нагреве

на 100°С, которое составляет 1,2 мм. Разность температур $\Delta t = 240 - 20 = 220$°С. Следовательно, удлинение трубопровода составит:

$$\Delta l = \frac{35 \cdot 1{,}2 \cdot 220}{100} = 93 \text{ мм}.$$

4-2. УСИЛИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ В ТРУБОПРОВОДЕ ПРИ ТЕПЛОВОМ РАСШИРЕНИИ

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

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

$$\sigma = Ei, \qquad (4\text{-}2)$$

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

$$i = \alpha \Delta t, \qquad (4\text{-}3)$$

где Δt — величина изменения температуры стенки трубы, °С.

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

$$P = EiF, \qquad (4\text{-}4)$$

где F — площадь поперечного сечения трубы, м².

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, Н:

$$N = 0{,}76(D_н - S)S(t_р - t_0), \qquad (4\text{-}5)$$

где $D_н$ — наружный диаметр трубы, мм; S — толщина стенки трубы, мм; $t_р$ — расчетная температура трубопро-

вода, °С; t_0 — температура, при которой трубопровод был закреплен в неподвижных опорах, °С.

Пример. Усилие от трубы диаметром 245×20 мм на неподвижные опоры при t=540°С 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 воспринимающих его, может привести к деформации или разрушению трубопровода. Поэтому трубопроводы вне зависимости от назначения и параметров должны быть спроектированы и смонтированы так, чтобы они имели возможность расширяться и укорачиваться при охлаждении.

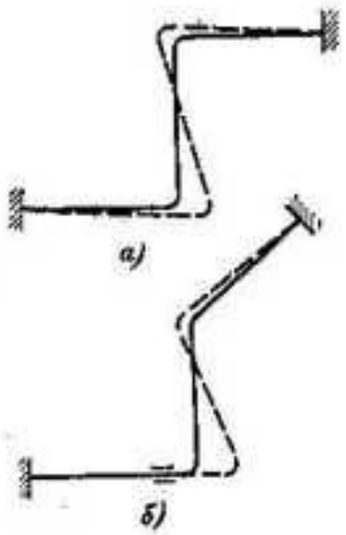


Рис. 4-1. Самокомпенсация трубопроводов.

а — трубопровода, расположенного в одной плоскости; *б* — трубопровода, расположенного в пространстве.

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. 4-1). 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 радиусов гиба 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 главному паропроводу. Ответвления от магистрали выполняются при помощи колен с большими радиусами гибов, они должны иметь

длинные прямые участки, способные воспринимать тепловые удлинения за счет упругости этих участков.

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

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

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

4-3. ТИПЫ КОМПЕНСАТОРОВ

В настоящее время для компенсации тепловых расширений трубопроводов применяют четыре типа компенсаторов:

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

2) лирообразные компенсаторы в основном для трубопроводов, работающих на средних и, реже, на высоких параметрах;

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

4) сальниковые компенсаторы для давлений, не превышающих 1,6 МПа, и температур не более 300°С.

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; смещений оси трубопровода в промежуточных точках между неподвижными опорами и холодного натяга трубопровода.

Расчет компенсации производится проектной организацией при проектировании трубопровода.

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

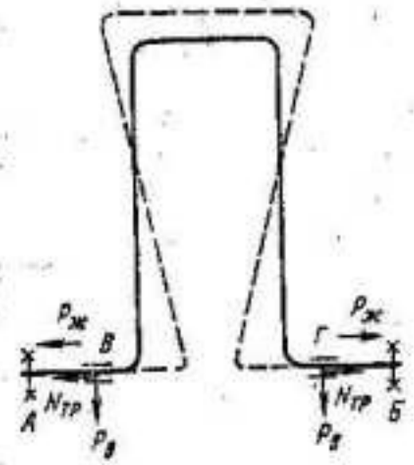


Рис. 4-2. Схема работы П-образного компенсатора.

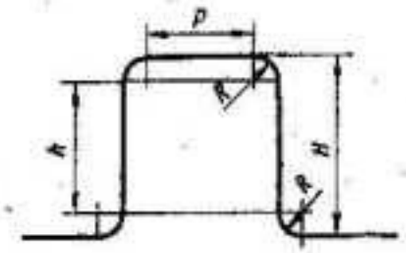


Рис. 4-3. Размеры П-образных компенсаторов.

Размеры и компенсирующая способность П-образных компенсаторов приведена в [Л. 13].

Линзовые компенсаторы (рис. 4-4) применяются для компенсации тепловых удлинений прямых участков трубопроводов с использованием компенсаторов в качестве шарниров (рис. 4-5), а также осевой деформации участков ломаной трассы. Одно-, двух- и трехлинзовые компенсаторы в зависимости от диаметров трубопроводов и температуры протекающей среды применяются на давления:

$D_у$, мм	t, °С	p, МПа
100—1400		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 $D_у$ 200 мм — 16 мм, $D_у$ 250—400 мм — 12 мм, $D_у$ от 450 мм и выше — 10 мм.

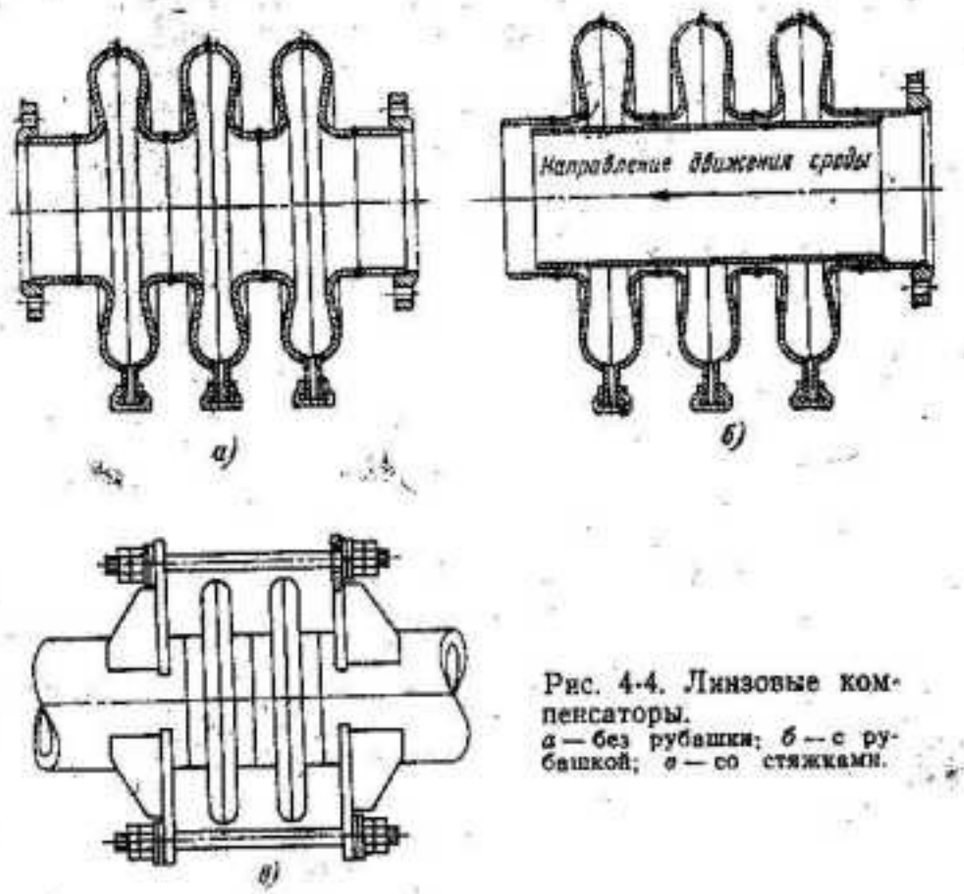


Рис. 4-4. Линзовые компенсаторы.
а — без рубашки; *б* — с рубашкой; *в* — со стяжками.

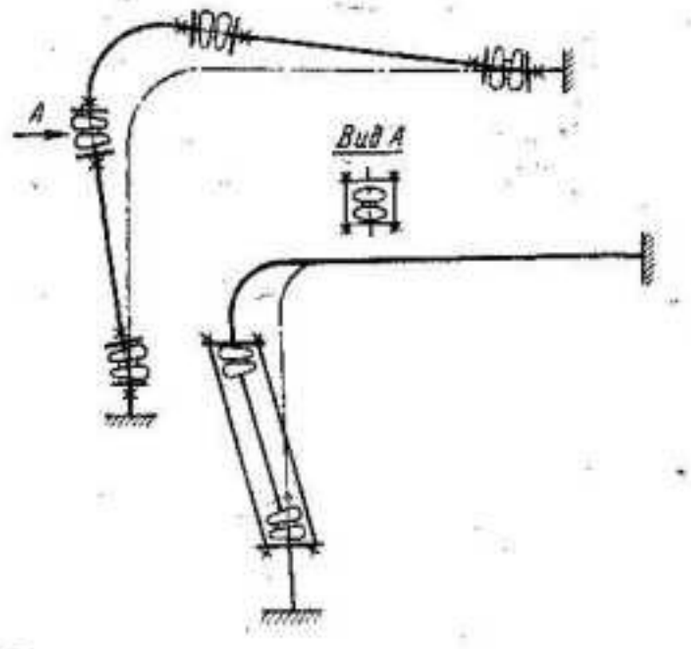


Рис. 4-5. Использование линзовых компенсаторов в качестве шарниров.

Сальниковые компенсаторы (рис. 4-6) могут применяться на всех трубопроводах, не связанных со средами повышенной опасности. В теплоэнергетике они применяются в основном на теплофикационных тру-

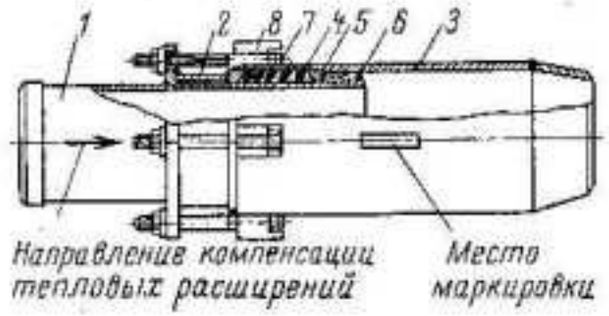


Рис. 4-6. Сальниковый односторонний компенсатор.
1 — труба; *2* — грундбукса; *3* — корпус; *4* — уплотнительное кольцо; *5* — контрбукса; *6* — ограничительное кольцо; *7* — болт с Г-образной головкой; *8* — упор.

бопроводах и трассах золопроводов. Сальниковые компенсаторы бывают односторонние и двусторонние. Пределы применения сальниковых компенсаторв этих видов приведены в табл. 4-2.

Таблица 4-2

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

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

10 мм . . . . . D_y 150 и 200 мм
20 мм . . . . . D_y 300 и 400 мм
30 мм . . . . . D_y от 400 до 1000 мм

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

Монтажная длина $A_{монт}$ сальниковых компенсаторов, учитывающая положение стакана компенсатора при монтаже, зависит от температуры наружного воздуха, при которой производится монтаж трубопроводов, и определяется по формуле:

$$A_{монт} = A - \Delta l, \qquad (4\text{-}6)$$

где $A_{монт}$ — расчетная длина компенсатора по МВН, мм; Δl — удлинение трубопровода по (4-1) или

$$\Delta l = 0{,}12(t_м - t_в)L. \qquad (4\text{-}7)$$

Здесь $t_в$ — температура наружного воздуха при монтаже, °С; $t_м$ — расчетная температура воздуха, при которой предусматривается работа трубопровода, °С; L — максимальное расстояние между неподвижными опорами, м.

Сальниковые компенсаторы имеют малые габариты и поэтому легко размещаются в камерах и проходных туннелях. Однако они сложны в изготовлении, монтаже и во время эксплуатации требуют регулярного ремонта с заменой наиболее изнашиваемых частей: сальниковой набивки, болтов, гаек.

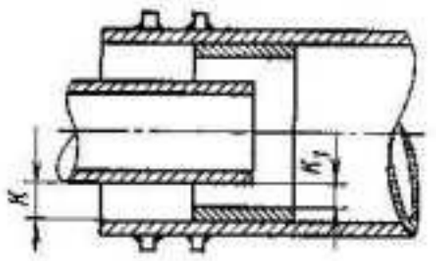


Рис. 4-7. Центровка сальниковых компенсаторов.

Очень важно при их установке соблюдать строгую соосность по отношению к трубопроводу.

Отклонение зазоров между внутренней и наружной поверхностями звеньев компенсаторов (рис. 4-7) не должно превышать $\pm 0{,}1\ K$ и $\pm 0{,}2\ K_1$.

Для сальниковой набивки в компенсаторах применяется в основном прографиченный асбестовый шнур квадратного сечения. Применение в качестве уплотнительного материала теплостойкой резины совместно с асбестовой набивкой значительно улучшает плотность сальников и увеличивает срок их работы.

Хорошо изготовленные и смонтированные сальниковые компенсаторы при качественно произведенной набивке могут прослужить без подтяжки грундбуксы около 6 мес, а при периодической подпитке маслом набивки — 2—3 года.

Набивка сальников производится путем укладки прографаченного асбестового шнура отдельными кольцами по 3—4 кольца в каждом слое. Последние два кольца набивки со стороны грундбуксы должны быть из теплостойкой резины. Грундбукса установленного компенсатора должна входить в корпус компенсатора не более чем на 20—30 мм.

Между упорным кольцом на стакане сальникового компенсатора и упором на корпусе должен быть оставлен зазор на случай понижения температуры трубопровода при эксплуатации по сравнению с температурой при его монтаже.

Минимальный зазор в зависимости от длины участка и температуры наружного воздуха принимается, мм:

Длина участка, м	⩽5	5—20°С	>20°С
100 мм	30	50	60
75	30	40	50

Направляющие устройства трубопроводов в местах подсоединения к сальниковым компенсаторам должны плотно обжимать трубы пригнанными к ним роликами и центровать трубу в горизонтальной и вертикальной плоскостях. При наличии в трубопроводе сальниковых компенсаторов, неподвижных направляющих и подвижных опор в неподвижных опорах возникают усилия, величина которых зависит от массы трубопровода со средой, коэффициента трения в подвижных опорах и трения в сальниках.

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

4-4. ХОЛОДНАЯ РАСТЯЖКА ТРУБОПРОВОДОВ

Холодная растяжка трубопроводов, рассчитанных на самокомпенсацию тепловых расширений, П-образных и линзовых компенсаторов производятся для того, чтобы уменьшить напряжение в металле при тепловом расширении. Величина холодной растяжки трубопроводов независимо от их категорий должна быть определена расчетом напряжений в металле труб при холодном и горячем состоянии, причём при рабочей температуре стенок труб выше 400°С необходимо руководствоваться величиной длительной прочности, а в холодном состоянии — пределом текучести.

Требуемые значения холодных натягов указываются в рабочих чертежах трубопровода, и их необходимо строго выдерживать во время монтажа. Несоблюдение проектных холодных натягов может привести к возникновению недопустимых напряжений во время эксплуатации паропровода и поставить в тяжелые условия работу труб и отдельных деталей и в конечном счете привести к аварии паропровода.

Расположение стыка при холодной растяжке П-образных компенсаторов показано на рис. 4-8.

В практике проектирования и монтажа принято значение предварительной холодной растяжки, равное: 1) при температуре среды $t \leqslant 400$°С в размере 50% теплового компенсируемого участка трубопровода; 2) при температуре среды $t > 400$°С в размере 100% компенсируемого участка трубопровода.

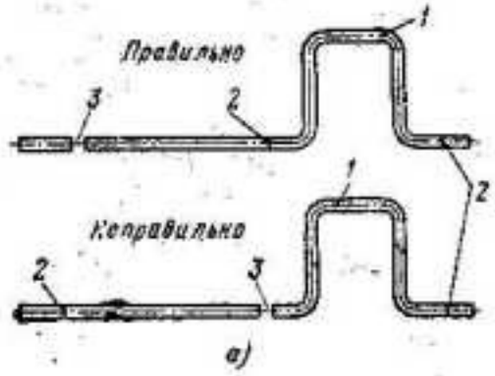


Рис. 4-8. Расположение сварочного стыка при холодной растяжке П-образного компенсатора.

1 — компенсатор; *2* — завереный стык; *3* — зазор в стыке, оставленный для холодной растяжки.

Опасными для прочности трубопроводов могут быть знакопеременные пластические деформации изгиба и кручения, возникающие в трубопроводах при самокомпенсации тепловых удлинений. Эти деформации могут приводить к возникновению в стенках труб кольцевых трещин, а в гнутых трубах и продольных трещин. Знакопеременные напряжения возникают в трубопроводах, монтируемых с предварительным натягом, в результате саморастяжки трубопроводов во время эксплуатации. Температурные напряжения в связи с явлением релаксации при работе трубопроводов в течение продолжительного времени исчезают, т. е. упругие деформации самокомпенсации переходят в пластические. Это вызывает саморастяжку трубопроводов, т. е. уменьшение моментов изгиба и кручения в горячем состоянии трубопровода и появление моментов противоположного знака в холодном состоянии трубопровода.

Самокомпенсация паропроводов, предназначенных для работы при высоком давлении и высоких температурах, должна учитывать не только компенсирующую способность П-образных компенсаторов, но и всех отводов, размещенных на участках паропроводов, поэтому производится холодный натяг не только компенсаторов, но и отдельных участков трубопровода между двумя неподвижными опорами при наличии на этих участках гнутых фасонных частей. Компенсаторы после установки должны быть растянуты или сжаты в холодном состоянии до значения, указанного в проекте трубопровода.

Компенсатор совместно с участком трубопровода между двумя неподвижными опорами при холодном состоянии трубопровода испытывает напряжение растяжения. После нагрева трубопровода напряжение растяжения уменьшается либо в зависимости от величины холодной растяжки трубопровода совершенно исчезает. Это обстоятельство очень важно в работе паропроводов высоких параметров, так как предварительная растяжка трубопровода резко снижает ползучесть металла трубопровода.

Холодную растяжку трубопровода необходимо производить: 1) при расположении трубопровода в одной плоскости — в направлении осей x и y; 2) при пространственном расположении трубопровода — в направлении осей x, y, z.

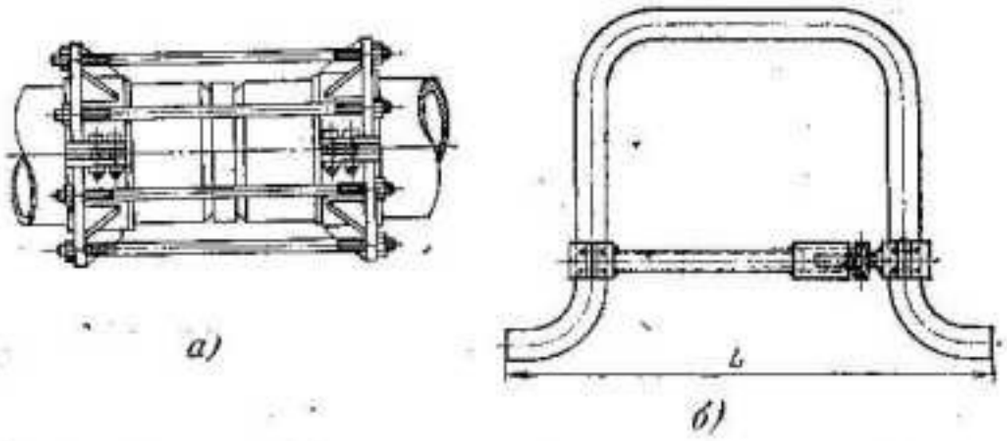


Рис. 4-9. Приспособление для холодной растяжки компенсаторов.
а — хомутовое; *б* — вилковое.

Холодная растяжка трубопроводов производится после окончания монтажа, когда выставлены все опоры и подвески и трубопровод надежно закреплен в неподвижных опорах.

Для создания холодного натяга необходимо, чтобы зазор между торцами труб в месте холодного натяга был равным положенному натягу плюс зазор для сварки. Натяг трубопровода может производиться домкратами, талями, полиспастом или, в крайнем случае, болтами, закрепленными в хомутах на концах стыкуемых труб (рис. 4-9).

При холодном натяге трубопровода пружинные и жесткие подвески должны быть ослаблены, а после окончания натяга поставлены в проектное положение.

После окончания электросварки, проведения термической обработки и остывания стыка натяжное устройство снимается. Холодный натяг должен быть замерен после натяга и зафиксирован на чертеже или в отдельном акте.

Монтажный натяг трубопроводов в холодном состоянии должен быть ограничен таким образом, чтобы напряжения в материале деталей труб в холодном состоянии не превышали установленных нормами напряжений с возрастанием саморастяжки трубопроводов в процессе их эксплуатации вследствие релаксации температурных напряжений.

Холодная растяжка или сжатие линзовых компенсаторов на прямых участках производится на половину расчетной компенсирующей способности компенсаторов. При работе линзовых компенсаторов в качестве шарниров на ломаной трассе осевая холодная растяжка линзовых компенсаторов принимается равной тепловому удлинению трубопровода между креплениями стяжек за вычетом удлинения стяжек.

При установке на трубопроводах сальниковых компенсаторов растяжка трубопроводов не делается, так как установка и конструкция компенсаторов учитывают полную компенсацию температурных удлинений трубопровода.

Допустимое напряжение, МПа, от холодного натяга для трубопроводов с расчетной температурой компенсации 350°С и выше для всех категорий трубопроводов, рассчитываемых на холодную растяжку для 100% теплового удлинения, определяется по следующим формулам:

I. Для продольных напряжений:
1) в сечении сварного шва ($\varphi<1$)

$$R_{2x} = [\varphi \sqrt{0{,}64 - m^2} - 0{,}64\,(1-\varphi)\,m]\,\sigma^0_T, \qquad (4\text{-}8)$$

2) в сечении цельной трубы ($\varphi=1$)

$$R_{2x} = \sqrt{0{,}64 - m^2}\,\sigma^0_T, \qquad (4\text{-}9)$$

II. Для тангенциальных напряжений:

$$R_{1x} = 0{,}9(1-m)\,\sigma^0_T, \qquad (4\text{-}10)$$

где σ^0_T — предел текучести при 20°С, МПа; φ_0 — коэффициент прочности сварного шва; $m = 1{,}15\sigma_p/\sigma^0_T$ — параметр, учитывающий напряжения от внутреннего давления при гидравлическом испытании;

σ_p — приведенное напряжение, вызываемое внутренним давлением, МПа,

$$\sigma_p = \frac{D-(S-C)}{230\,(S-C)}\,p. \qquad (4\text{-}11)$$

Значение поправки на коррозию C приведено в § 2-4.

При полной релаксации напряжения самокомпенсации в холодном трубопроводе появится напряжение саморастяжки, равное

$$\sigma_{cp} = \frac{E_0}{E_t} R_{1r}, \qquad (4\text{-}12)$$

где E_0 и E_t — модули упругости в холодном металле и при расчетной температуре.

Допускаемое напряжение при холодном натяге:

$$R_{x.r} = R_{1x} - \sigma_{cp}. \qquad (4\text{-}13)$$

Отношение допускаемых напряжений самокомпенсации в холодном и горячем трубопроводе при температуре ниже 350°С:

$$\frac{R_x}{R_r} = 1{,}05 - \frac{t}{500}. \qquad (4\text{-}14)$$

Формула (4-14) ограничивает напряжение от монтажного натяга, учитывая последующие в течение эксплуатации трубопровода нарастания натяга за счет релаксации напряжений самокомпенсации.

Допускаемая величина частичного холодного натяга в процентах от температурного удлинения для трубопроводов с температурой 350°С определяется из выражения

$$\Delta_x = \frac{\frac{R_x}{R_r}\cdot 100}{\frac{R_x}{R_r} + \frac{E_0}{E_t}}. \qquad (4\text{-}15)$$

Допустимое напряжение самокомпенсации в рабочем состоянии трубопровода определяется по следующим формулам:

I. Для продольных напряжений:

1) в сечении сварного стыка ($\varphi < 1$)

$$R_{1r} = [\varphi\sqrt{0{,}64 - m^2} - 0{,}64\,(1-\varphi)\,m]\,\sigma^t_r. \qquad (4\text{-}16)$$

2) в сечении цельной трубы

$$R_{1r} = \sqrt{0{,}64 - m^2}\,\sigma^t_r. \qquad (4\text{-}17)$$

II. Для тангенциальных напряжений:

$$R_{1t} = 0{,}9(1-m)\,\sigma^t_r, \qquad (4\text{-}18)$$

где σ^t_r — предел текучести при расчетной температуре компенсации, МПа.

Влияние предварительной растяжки компенсаторов, а также влияние релаксации компенсационных напряжений и неточность выполнения растяжки учитываются коэффициентом ε. Значение коэффициента ε при определении величин теплового удлинения на основании изложенного принимается в следующих размерах.

Температура среды, °С	Холодное состояние $\varepsilon_{хол}$	Рабочее состояние $\varepsilon_{раб}$
$t < 250$	0,5	0,5
$250 \leqslant t \leqslant 400$	0,7	0,5
$t \geqslant 400$	1,0	0,35

Пример 1. Определить допустимое напряжение самокомпенсации в рабочем состоянии трубопровода для продольных напряжений в сечении сварного шва и сечении цельной трубы, а также тангенциальные напряжения. Наружный диаметр трубы $D_н$=325 мм (0,325 м), толщина стенки S=40 мм (0,04 м), материал трубы — сталь 12Х1МФ. Температура стенки трубы t=570°С, давление пара p=14 МПа.

Решение. Продольные напряжения в сечении сварного стыка определяем по формуле (4-8). Определяем все величины, входящие в формулу: для стыков трубопровода, свариваемых на подкладных кольцах, φ=0,9; C=0,1 S=0,1·40=4 мм=0,004 м. По справочникам для стали 12Х1МФ при температуре t=20°С находим: σ^0_r=2,5 МПа.

По (4-11) находим:

$$\sigma_p = \frac{0{,}325 - (0{,}04 - 0{,}004)}{230\cdot(0{,}04 - 0{,}004)}\,14\cdot 10^6 = 0{,}49\cdot 10^6 \text{ МПа};$$

$$m = \frac{1{,}15\sigma_p}{\sigma^0_r} = \frac{1{,}15\cdot 0{,}49\cdot 10^6}{2{,}5\cdot 10^6} = 0{,}225.$$

Подставляя в (4-8) все найденные значения, определяем величину продольного напряжения в сечении сварного шва:

$$R_{1x} = [0{,}9\sqrt{0{,}64 - 0{,}225^2} - 0{,}64\,(1-0{,}9)\,0{,}225]\,2{,}5\cdot 10^6 =$$
$$= 173\cdot 10^6 \text{ Па} = 173 \text{ МПа}.$$

Продольные напряжения в сечении цельной трубы определяются по (4-9) при φ=1:

$$R_{1x} = \sqrt{0{,}64 - 0{,}225^2}\cdot 2{,}5\cdot 10^6 = 193\cdot 10^6 \text{ Па} = 193 \text{ МПа}.$$

Тангенциальные напряжения определяются по (4-10)

$$R_{1x} = 0{,}9(1-0{,}225)\cdot 2{,}5\cdot 10^6 = 174 \text{ МПа}.$$

Пример 2. Определить напряжение самокомпенсации или полной релаксации в холодном паропроводе, работающем при температуре 570°С; $D_н$=325 мм=0,325 м; S=40 мм=0,04 м; t=570°С; P=14 МПа. Материал труб — сталь 12Х1МФ.

Решение. По [Л. 13] находим модуль упругости стали 12Х1МФ при температуре 20°С E_0=212·10³ МПа, а при температуре 570°С E_t=160·10³ МПа. Принимаем из аналогичного расчета по (4-17) R_{1r}=150 МПа. Подставляя в (4-12) найденные значения, определяем напряжение саморастяжки

$$\sigma_{cp} = \frac{212\cdot 10^3}{160\cdot 10^3}\cdot 150 = 200 \text{ МПа}.$$

Допускаемое напряжение при холодном натяге по (4-13):

$$R_{x.r} = R_{1x} - \sigma_{cp} = 193 - 200 = -7 \text{ МПа}.$$

Пример 3. Определить наибольший допустимый монтажный натяг питательного трубопровода с расчетной температурой 230°С.

Решение. Допускаемая величина холодного натяга по (4-14) и (4-15):

$$\frac{R_x}{R_г} = 1{,}05 - \frac{t}{500} = 1{,}05 - \frac{230}{500} = 1{,}05 - 0{,}46 = 0{,}59.$$

Отношение

$$\frac{E_0}{E_t} = \frac{205 \cdot 10^3}{184 \cdot 10^3} = 1{,}115;$$

$$\Delta_н = \frac{\frac{R_x}{R_г} \cdot 100}{\frac{R_x E_0}{R_г E_t}} = \frac{0{,}59 \cdot 100}{0{,}59 + 1{,}115} = 34{,}6\%.$$

Растяжка или сжатие линзовых компенсаторов до значения, указанного в проекте, производится при помощи двух стяжных хомутов, закрепленных по обе стороны компенсатора, или стяжек.

Для предотвращения смещения стяжных хомутов на трубопроводе электросваркой наплавляются упоры. Растяжка компенсаторов производится после установки всех опор и подвесок и после закрепления трубопровода в неподвижных опорах. При растяжке или сжатии линзовых компенсаторов при помощи стяжных шпилек длину шпилек подбирают с учетом растяжки или сжатия и высоты гаек.

После установки и растяжки линзовых компенсаторов устанавливают стяжки и фиксируют произведенную холодную растяжку.

4-5. УКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОВЫХ ПЕРЕМЕЩЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

По правилам Госгортехнадзора (§ 3-4-3) на паропроводах с внутренним диаметром 150 мм и более и температурой пара 300°С и выше должны быть установлены указатели тепловых перемещений для контроля за расширением паропровода и наблюдения за правильностью работы опор.

Целью установки указателей являются:

1) выявление и устранение защемлений паропровода;

2) оценка и обеспечение соответствия фактических тепловых перемещений паропровода расчетным;

3) оценка исправности промежуточных опор;

4) регистрация и устранение отклонений режимов работы от нормальных (забросы воды в горячие паропроводы, гидравлические удары, вибрации и т. п.).

Указатели должны устанавливаться согласно проекту на прямолинейных участках трубопровода на расстоянии не менее 100 мм от гиба и сварного соединения и не менее 200 мм от края опоры.

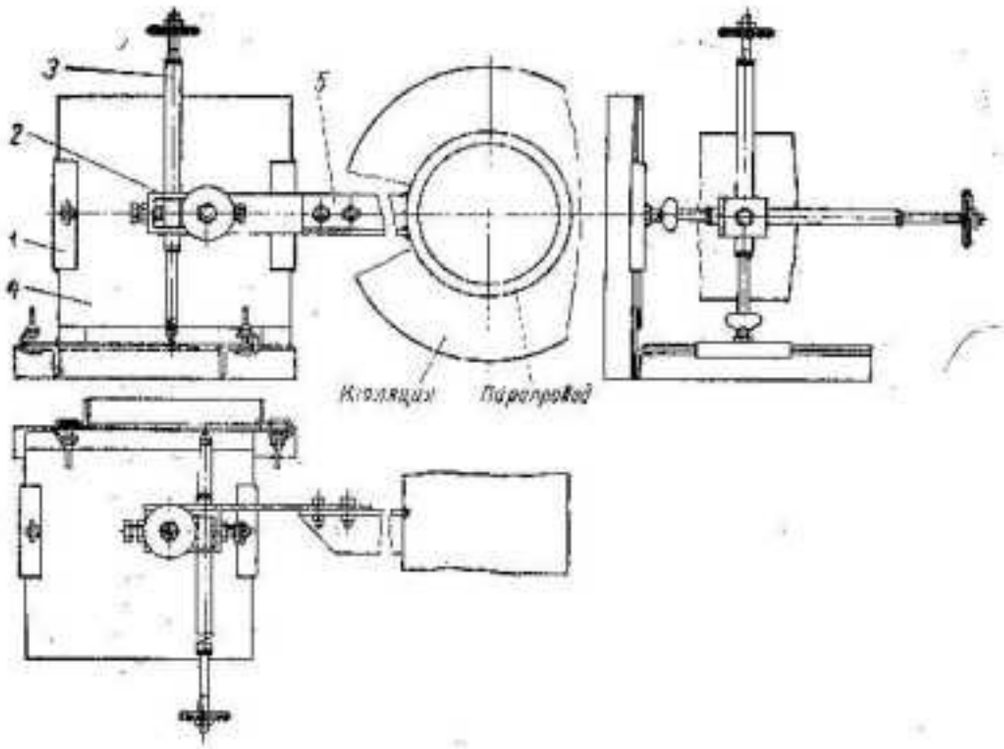


Рис. 4-10. Установка реперного устройства.
1 — установочная рамка пластины; *2* — державка; *3* — шток; *4* — пластинка; *5* — уголок.

Указатели (рис. 4-10) изготовляются двух типов: для записи перемещений до ±110 и до ±160 мм. При расчетном перемещении, превышающем указанное, стержни с грифелем следует располагать не в центре, а у края кромки, что дает возможность фиксировать перемещения соответственно до 220 и 320 мм.

Установка и наладка работы указателей производятся по специальной инструкции.

Наблюдения за работой указателей тепловых перемещений следует начинать одновременно с первым прогревом паропроводов. В нормальных условиях общее направление перемещений указателей должно совпадать

с проектным. Несовпадение фактических перемещений с проектными может происходить из-за наличия защемлений паропровода, слишком высоких скоростей прогрева, могущих вызвать коробление паропровода. Снятие показаний указателей производится по достижении паропроводом рабочих параметров.

Несовпадение фактических перемещений паропровода с расчетными не должно превышать ±20% при перемещении 50 мм и более и ±10% при перемещении менее 50 мм.

Причиной несовпадения фактических перемещений с расчетными могут быть защемления паропроводов при неисправности опор, большие расхождения фактической величины затяжки пружин с расчетной.

В этих случаях необходимо после охлаждения паропровода осмотреть паропровод и устранить перечисленные причины. Если будут повторяться большие расхождения, то необходимо обратиться в проектную организацию, чтобы последняя дала свои рекомендации. При совпадении фактических перемещений с расчетными необходимо произвести запись показаний указателей в формуляр. В дальнейшем во время эксплуатации наблюдения за указателями необходимо вести при каждом прогреве с записью в журнал, но без записи в формуляр.

Во время эксплуатации трубопроводов необходимо следить за исправным состоянием указателей.

Глава пятая

СОЕДИНЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДОВ

5-1. ТИПЫ И СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ

Элементы трубопроводов соединяются между собой и присоединяются к оборудованию при помощи резьбы, фланцев и сварки.

Резьбовые соединения (рис. 5-1) применяются только на трубопроводах 4-й категории, выполненных из газоводопроводных труб, в основном на трубопроводах технической воды, работающих при давлении до 1,6 МПа с D_y не более 100 мм.

Фланцевые соединения (рис. 5-2) до освоения сварки были основным видом соединений всех категорий

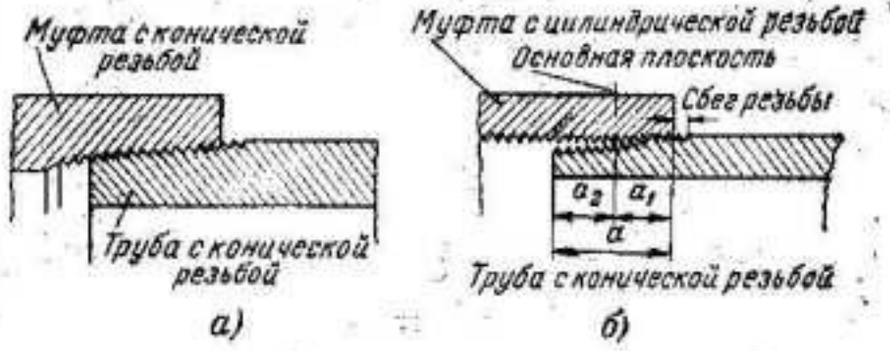


Рис. 5-1. Конические резьбовые соединения.
а — конус на конус; *б* — цилиндр на конус.

трубопроводов. В настоящее время применяются только при необходимости в тех местах, где требуется иметь разборный трубопровод, при установке фланцевой арма-

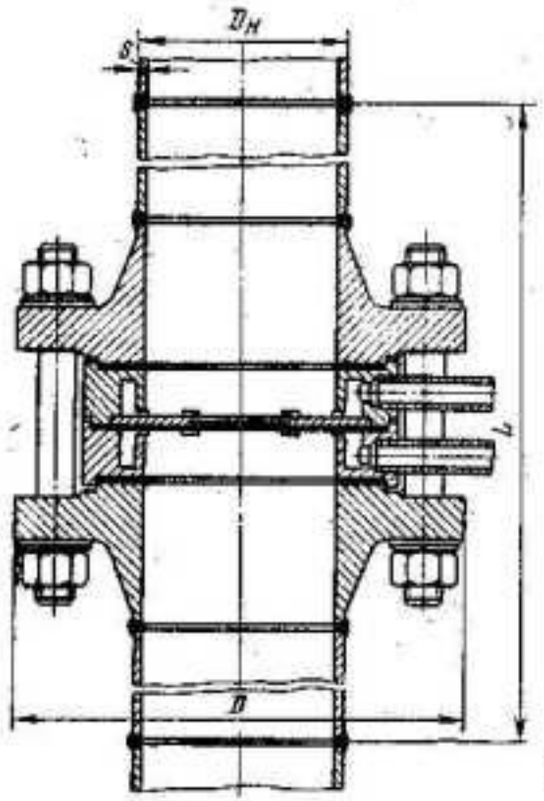


Рис. 5-2. Фланцевое соединение в сборе.



Рис. 5-3. Обозначения сварных соединений на чертежах.

туры и в некоторых случаях присоединения трубопровода к оборудованию.

Сварные соединения (рис. 5-3) являются основным видом соединения всех элементов трубопроводов между

собой и подсоединения трубопроводов к оборудованию и самым надежным в эксплуатации и простым по конструкции и обслуживанию.

5-2. ФЛАНЦЕВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

Каждое фланцевое соединение состоит из фланцев, прокладки шпилек или болтов с гайками. 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 соединений.

Фланцевое соединение работает надежно в том случае, когда оно правильно запроектировано, выполнено из соответствующих материалов и тщательно собрано. Несоблюдение этих условий приводит к тому, что фланцевые соединения становятся одним из наиболее уязвимых мест трубопроводов. Расстройство фланцевых соединений причиняет много неприятностей эксплуатационному персоналу, и для ремонта иногда необходимо останавливать основные агрегаты электростанции. Для каждого диаметра трубы, давления и температуры среды фланцы имеют строго определенные размеры, которые необходимо соблюдать, чтобы фланцевое соединение работало надежно. Основными размерами фланца являются наружный и внутренний диаметры, диаметр окружности, на которой расположены центры отверстий для крепежа, и толщина фланца. Несоблюдение хотя бы одной из указанных величин может привести к нарушению надежности работы фланцевого соединения.

Тип фланцев для трубопроводов выбирается в зависимости от параметров среды и диаметров трубопроводов. Согласно ГОСТ фланцы изготовляются для среды с условным давление 0,1; 0,25; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,4; 10,0; 16,0; 20,0; 32,0 МПа, т. е. для условного давления, находящегося в определенных пределах, имеется своя конструкция фланца. Типы фланцев приведены в табл. 5-1.

Таблица 5-1

Типы стальных фланцев и заглушек

Тип фланца или заглушки	p_y, МПа	ГОСТ	Характер уплотнительной поверхности
Фланцы плоские приварные	0,1—2,5	12827-67*	Без выступов
	0,1—2,5	1255-67*	С соединительным выступом
	0,1—2,5	12828-67*	С выступом или впадиной
Фланцы приварные встык	0,1—4,0	12829-67*	Без выступа
	0,1—20,0	12830-67*	С выступом
	0,1—20,0	12831-67*	С выступом или впадиной
	0,1—10,0	12832-67*	С шипом или пазом
	6,4—20,0	12831-67*	Под линзовую прокладку
Заглушки фланцевые	0,1—4,0	12836-67*	С соединительным выступом
	0,1—4,0	12838-67*	С шипом
	4,0—20,0	12837-67*	С выступом

Конструкции фланцевых соединений для трубопроводов, работающих при разных параметрах среды, приведены на рис. 5-4—5-8.

Фланцы литые стальные применяются для трубопроводов высокого давления и нормализованы для p_y 1,6 и 20,0 МПа по ГОСТ 12822-67. Фланцы кованые приварные, привариваемые к трубе встык для условных давлений от 4,0 до 20,0 МПа, изготовляются по ГОСТ 1260-67. Глухие фланцы изготавливаются по ГОСТ 6-73-67. Уплотнительные поверхности фланцев должны выполняться по ГОСТ 6971-59.

В качестве исходных материалов для изготовления фланцев паропроводов высокого давления применяются специальные заготовки из жароупорных сталей, а для питательных трубопроводов заготовки из углеродистых сталей.

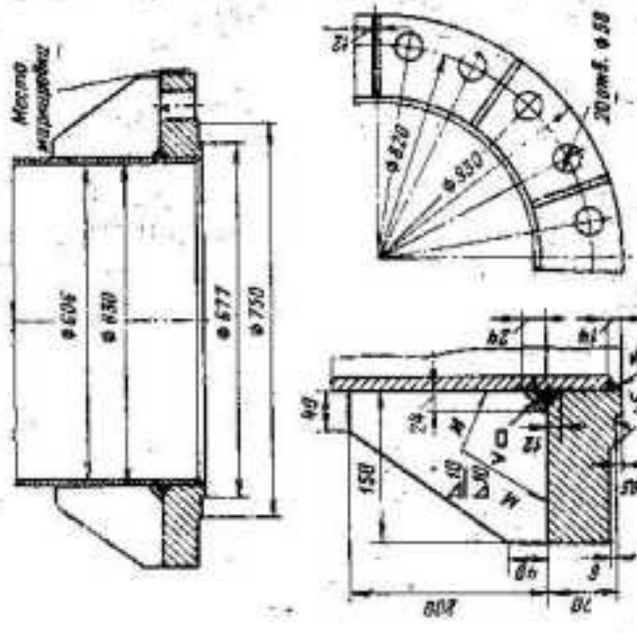


Рис. 5-8. Фланец с ребрами для трубы D_y 600 мм.

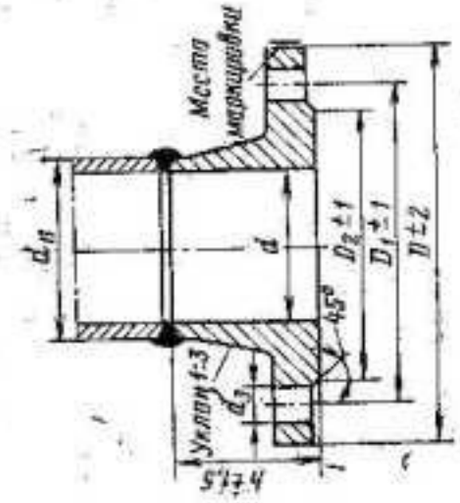


Рис. 5-5. Фланец воротниковый приварной в стык для p_y=4,0 МПа.

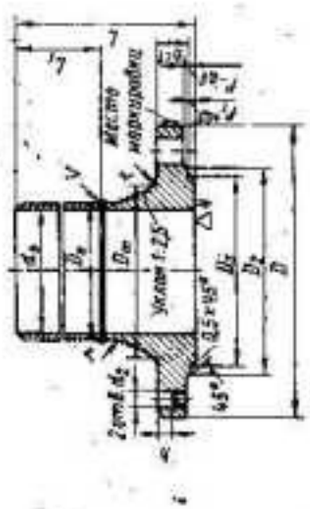


Рис. 5-7. Фланец с патрубком p_y=1,6 и 2,5 МПа.

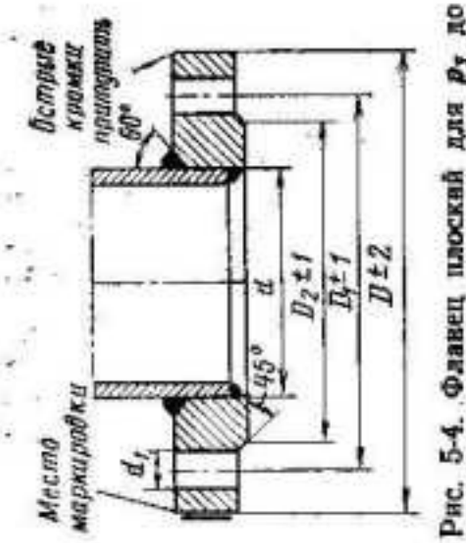


Рис. 5-4. Фланец плоский для p_y до 2,5 МПа.

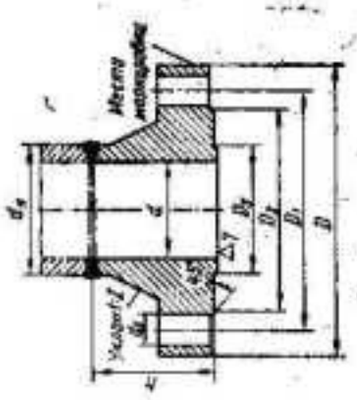


Рис. 5-6. Фланец воротниковый приварной встык высокого давления.

Фланцы с патрубками D_y 80, 100 мм применяются только для сварных труб по ГОСТ 1753-63, для D_y= =350÷600 мм только для сварных труб с толщиной стенки менее 9 мм (рис. 5-7).

Фланцы для труб больших диаметров изготовляются из листовой стали, они привариваются к трубам и усиливаются специальными ребрами (рис. 5-8).

Так, фланцевые соединения для камерных измерительных диаграмм паропроводов промежуточного перегрева пара ($p_{раб}$=4,4 МПа, t=340°С, D_y 600 мм) изготовляются из листовой стали 20 толщиной 70 мм, привариваются к трубе двусторонним швом и дополнительно 10 ребрами толщиной 12 мм и высотой 200 мм (рис. 5-8).

На заводах воротниковые фланцы изготовляются отковкой с последующей обточкой, плоские фланцы — штамповкой из листовой стали на специальных прессах и гнутые — из полосовой стали и соответствующей обработкой.

На монтажных участках плоские фланцы вырезают автогеном из толстолистовой стали и обрабатывают на токарных станках. Допускаемые отклонения размеров при изготовлении фланцев:

1) отклонения по хорде между двумя любыми отверстиями фланцев не должны превышать:

D_y, мм	<500	600—1200	≥1400
Отклонение, мм	±1	±1,5	±2

2) Отклонения в размерах внутреннего диаметра фланца в месте стыка с трубой не должны превышать ±5 мм для труб $D_y \leqslant 200$; ±1,0 мм при $D_y \geqslant 200$.

3) Расточка отверстий плоского приварного фланца для p_y 0,25; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5 МПа производится для труб $D_y < 200$ мм по наружному диаметру, до D_y 350 мм — $D_н$ ±1 мм; от D_y 400 мм и более — $D_н$ ±2 мм; $D_н$ — фактический наружный диаметр привариваемой трубы.

Торцевые поверхности фланца должны быть перпендикулярны поверхности внутренней расточки с отклонением не более 0,5°.

Размеры парных фланцев проверяются путем наложения их друг на друга. Выступы в фланцах должны свободно входить в соответствующие впадины как по ширине, так и по глубине.

Заглушки применяются для того, чтобы закрыть наглухо выход среды из торцов трубопроводов, а также надежно перекрыть движение среды по трубопроводу в местах, где это требуется по условиям эксплуатации или ремонта трубопровода.

По конструкции заглушки бывают торцевые или плоские, присоединяются на фланцах или сваркой (рис. 5-9). Кроме того, заглушки бывают и вварные, когда они непосредственно ввариваются в трубопровод.

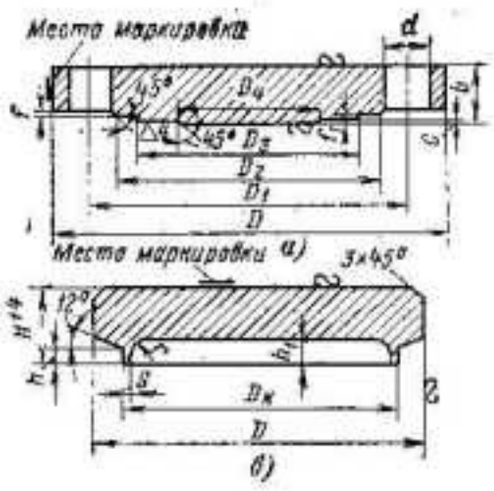


Рис. 5-9. Заглушки.
а — фланцевая; *б* — приварная.

Заглушки изготовляются из тех же материалов, что и фланцы трубопроводов высокого давления, — из поковок теплостойких низколегированных сталей.

Заглушки и промежуточные кольца изготовляются из поковок качественной, спокойной, тщательно раскисленной, выплавленной в мартеновских или электропечах сталей марок 20, 25, 12МХ, 15ХМА. Заглушки изготовляются по тем же техническим условиям, что и фланцы. Изготовленные заглушки должны быть замаркированы с указанием марки стали, из которой они изготовлены.

В условиях монтажа и эксплуатации приходится устанавливать заглушки на трубопроводах для временного отключения их от действующих магистралей. Заглушки должны быть выбраны соответствующей толщины с учетом параметров среды, при которых они должны работать.

Во всех случаях толщина цилиндрического донышка, мм, должна удовлетворять требованию:

$$\delta \geqslant \frac{pd_в}{230\sigma_{доп}p}, \qquad (5\text{-}1)$$

Толщина заглушки для установки между фланцами, мм (рис. 5-10), определяется по формуле:

$$\delta = 0{,}4d_в\sqrt{\frac{p}{100\sigma_{доп}}}, \qquad (5\text{-}2)$$

11031—1

где δ — толщина заглушки, мм; p — расчетное давление среды, МПа; $d_{вн}$ — внутренний диаметр заглушки, мм; $d_н$ — наружный диаметр заглушки, мм; $\sigma_{доп}$ — допустимое напряжение, МПа.

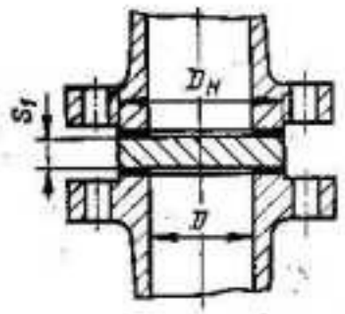


Рис. 5-10. Заглушка плоская промежуточная.

Пример 1. Определить толщину заглушки, установленной между фланцами трубопровода на время гидравлического испытания трубы; $D_{вн}$=300 мм; толщина стенки трубы S=12 мм; расстояние между окружностями диаметрально противоположных болтов $d_в$=400 мм; параметры среды в трубопроводе: p=10,0 МПа; t<60°С; материал заглушки — сталь 20.

Решение. По нормам расчета элементов паровых котлов на прочность [Л. 12] находим допускаемое напряжение на растяжение $\sigma_{доп}$=1,47 МПа. Толщина заглушки определяется по (5-2):

$$\delta = 0{,}4\cdot 400\sqrt{\frac{10}{100\cdot 1{,}47}} = 42 \text{ мм}.$$

5-3. БОЛТЫ, ШПИЛЬКИ, ГАЙКИ И ШАЙБЫ.

Болты, шпильки, гайки и шайбы являются также основным составным элементом фланцевых соединений трубопроводов и арматуры (рис. 5-11).

Количество крепежа фланцевого соединения зависит от диаметра трубопровода и давления среды и принимается всегда кратным 4, т. е. болтов или шпилек на

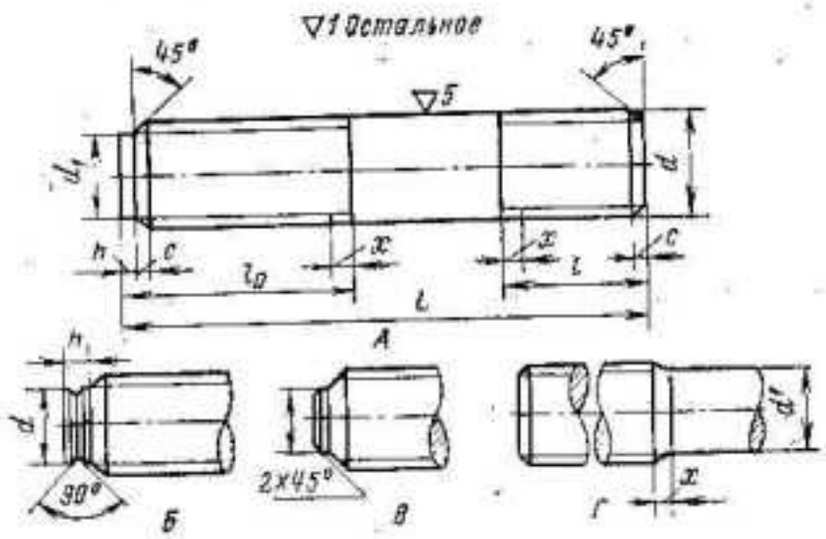


Рис. 5-11. Шпильки для фланцевых соединений.

фланцевом соединении может быть 4, 8, 12, 16, 20 и т. д.

Для каждого фланцевого соединения в зависимости от диаметра трубы и давления среды установлены определенные размеры крепежа и его количество. Материал для изготовления крепежа выбирается в зависимости от параметров среды. Болты применяются для трубопроводов с давлением среды, не превышающим 2,2 МПа, и температуре среды 300°С. При давлении среды свыше 2,2 МПа и при температуре свыше 300°С применяются шпильки.

Болты, шпильки, гайки и шайбы должны изготовляться из сталей, указанных на рабочих чертежах фланцевых соединений трубопроводов, а в случаях отсутствия указаний на рабочих чертежах — из материалов, указанных в табл. 5-2. Крепежные изделия должны изготовляться из спокойной стали, выплавленной в мартеновских или электрических печах.

Болты, шпильки и гайки должны изготовляться из такого же материала, как фланцы. Для фланцев из стали перлитного класса допускается применение болтов, шпилек и гаек из стали другого класса при одинаковых коэффициентах линейного расширения фланцев и крепежа. Гайки и шпильки должны иметь различную твердость. Соотношения твердости металла гаек и шпилек устанавливаются техническими условиями на изготовление шпилек. Легированные стали для крепежных изделий должны подвергаться термической обработке.

Изготовление шпилек требует тщательной механической обработки. Шпильки выполняются прямыми и с выемкой (рис. 5-11), переход от резьбы к нарезной части должен быть плавным.

Остроугольные канавки на шпильках и болтах могут вызвать их поломку. Для повышения прочности, имея в виду высокие напряжения в шпильках от сильной растяжки, достигающей 12—15% первоначальной длины, тело шпилек и болтов обтачивают по внутреннему диаметру резьбы. Шпильки с выемкой прочнее прямых. Канавки, оставшиеся после обточки, удаляются шлифовкой на всю длину тела шпильки.

Шпильки и гайки изготовляются из стали, прошедшей термообработку. Термообработка готовых шпилек и гаек не допускается. Шпильки изготовляются путем механической обработки горячекатаных или кованых прутков, а также холоднотянутого материала по сортаменту

Таблица 5-2

Материалы для крепежных деталей

Марка стали	ГОСТ или ТУ на сталь	Предельные параметры для болтов, шпилек: температура среды, °С	Предельные параметры для болтов, шпилек: условное давление, МПа	Предельные параметры для гаек: температура среды, °С	Предельные параметры для гаек: условное давление, МПа
ВСт3сп5	ГОСТ 380-71	350	1,6	350	2,57
ВСт4сп					
ВСт5сп	ГОСТ 380-71		2,5	—	—
20	ГОСТ 1050-74		1,6	400	10
25	ГОСТ 1050-74		1,6	400	10
30, 35, 40	ГОСТ 1050-74		10	420	20
35Х, 40Х	ГОСТ 4543-71		20	450	20
35ХМ, 30ХМА, 30ХМ	ГОСТ 4543-71		Не ограничено	530	Не ограничено
25Х1МФ (ЭИ-10)	ГОСТ 10500-74		То же	540	То же
25Х2М1Ф (ЭИ-723)	ГОСТ 10500-74		» »	565	» »
2Х12ВМБФР (ЭИ-993)	ГОСТ 10500-74		» »	565	» »
20ХМФБР (ЭП-44)	ГОСТ 10500-74		» »	580	» »
	ЧМТУ/ЦНИИЧМ 744-62 с изменением № 2	580	» »	580	» »
20Х1М1Ф1ТР	ЧМТУ/ЦНИИЧМ 869-63	580	» »	650	» »
ХН35ВТ (ЭИ-612)	ГОСТ 5632-72, ЧМТУ-37-58	650	—	650	» »
		Для трубопроводов из нержавеющих сталей			
30ХГСА		650			

Примечания: 1. Ударная вязкость стали ВСт5сп при +20°С должна быть не менее 0,5 МПа.
2. Крепежные детали трубопроводов диаметром 150 мм и более при давлении 14,0 МПа и более и при температуре 540°С должны подвергаться на заводе-изготовителе 100%-ному контролю ультразвуком или цветной дефектоскопией.

ГОСТ 7417-75 по пятому классу точности. Технология изготовления шпилек и гаек должна обеспечивать высокое качество и минимальные внутренние напряжения.

На наружной поверхности заготовок не допускаются трещины, закаты или заковы, плены, песочины, волосовины и надрубы. Местные дефекты допускаются, если их глубина не превышает 75% припуска на обработку.

Резьба должна быть чистой и без каких-либо пороков, препятствующих навинчиванию гаек. Ненарезанная поверхность шпилек должна быть гладкой и не иметь рванин, плен, раковин и других наружных пороков.

Для изготовления шпилек и гаек используется прутковая сталь, которая перед изготовлением из нее шпильки или гайки, проверяется и маркируется. При изготовлении шпилек необходимо следить за тем, чтобы стержень шпильки был прямым и поверхность шпилек, не имеющая резьбы, была гладкой; допускается кривизна не более 0,2 мм на 100 мм длины шпильки.

Для уменьшения влияния концентрации напряжений в болтах и шпильках необходимо выбирать внутренний диаметр резьбы равным от 1,05 до 1,2d. Нижний предел относится к малым диаметрам болтов и шпилек.

5-4. ПРОКЛАДКИ ИЗ МЯГКИХ МАТЕРИАЛОВ

Качество фланцевого уплотнения зависит от материала, применяемого для изготовления прокладок, и от степени пригонки фланцев друг к другу. Назначение 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.

Таблица 5-3

Область применения мягких прокладок

Условия работы: Наименование среды	Рабочее давление, МПа	Температура, °С	Характеристика прокладок: Материал прокладок	Толщина, мм	ГОСТ ТУ на материал прокладки
Перегретый пар	4,0—6,0	450	Паронит	0,5—1	481-71
Насыщенный или перегретый пар	1,4—3,2	370—425	Паронит	1—1,5	481-71
Вода	4,0—8,0	120—160	Паронит	1—1,5	481-71
Мазут, масло	1,0	80	Бумага чертежная	0,15—0,20	597-70
Мазут	1,0	10	Картон прокладочный	4	6406-70
Масло	1,0	40	Прессшпан	1	6983-54
Вода производственная	<0,6	60	Резина сплошная групп I, II, III с двумя прокладками	4	ТУМХП 233-Н
	>0,6	<450	Паронит	2	481-71
Конденсат и горячая вода	<5,0	<80	Картон прокладочный, пропитанный маслом	3	6406-70
	<0,6	>80	Резина группы IV с двумя прокладками	4	ТУ МЭП 233-Н
	<6,4	>120 <250	Паронит	2	481-71
Вакуум	—	<50	Асбестовый картон	4	2850-58*
Сжатый воздух, азот, инертный газ	<0,6	<120	Картон прокладочный	3	6406-70
Газы (азот, водород, углекислый газ)	<5,0 <3,5	<425	Паронит	2	481-71
Ацетилен	<0,25	— —	Паронит	2	481-71
Минеральные и органические кислоты (кроме соляной)	<0,25		Листовой асбест, пропитанный жидким стеклом	2—5	2850-58*
Растворы щелочей, аммиак	<0,4	<300	Паронит	2—4	481-71

Материал прокладок фланцевых соединений в зависимости от среды, давления и температуры приведен в табл. 5-3.

Паронит состоит из 65% волокна асбеста, 12% синтетического каучука, 10% графита, 5% каолина, 5% мумии и других минеральных примесей.

При вырубке прокладок из листового паронита острым штампом прокладки не должны расклеиваться и крошиться.

Паронитовые прокладки перед установкой необходимо смочить в горячей воде и натереть разведенным на масле графитом. Непрографиченные прокладки сильно прилипают к фланцам и при снятии часто разрываются. Хорошо сохранившиеся прокладки можно применять для повторного употребления только в неответственных местах. Паронит должен храниться в помещении при температуре не свыше 30°С, должен быть защищен от действия прямых солнечных лучей, находиться на расстоянии не менее 1 м от теплоизлучающих приборов и не должен подвергаться действию масел, бензина и других разрушающих паронит веществ. В случае хранения или транспортирования паронита при температуре ниже 0°С изготовление из паронита прокладок или их монтаж можно производить только после выдержки паронита (прокладок) в течение не менее 24 ч при комнатной температуре.

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

Лен, не содержащий костры и грязи, применяется для уплотнения стыков водопроводных линий. Он должен быть хорошо прочесан и иметь длинное волокно. Лен с короткими волокнами и его очесы применять нельзя. Он обычно применяется в виде плоских плетенок, пропитанных смесью свинцового сурика с вареным маслом.

Металлические прокладки изготовляются из свинца, красной меди, алюминия, мягкой стали и нержавеющей стали.

5-5. СТАЛЬНЫЕ ЗУБЧАТЫЕ ПРОКЛАДКИ

Стальные зубчатые прокладки (рис. 5-12) применяются для условных давлений 6,4—40 МПа и условных диаметров трубопроводов от 20 до 450 мм. Стальные

зубчатые прокладки изготовляют из материала более мягкого, чем материал фланцев, так как при этом достигается лучшая плотность соединения.

Обычно для изготовления зубчатых прокладок применяют сталь марок 10 и 15, нержавеющую сталь, никель. Материал прокладок должен быть упругим и жаростойким.

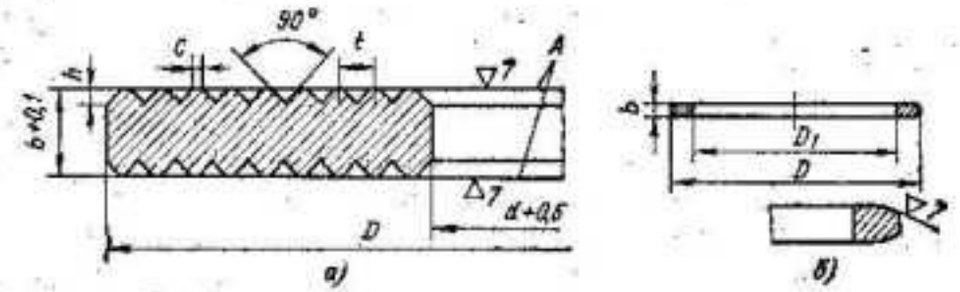


Рис. 5-12. Металлические прокладки.
а — стальная зубчатая; *б* — линзовая; *А* — непараллельность 0,05 мм на 100 мм длины.

В табл. 5-4 дан материал прокладки в зависимости от параметров протекающей среды.

Во фланцевых соединениях, имеющих выступ и впадину, во избежание нарушения замка фланцевого соединения толщину прокладки принимают на 0,5—1 мм меньше высоты впадины во фланце. В соединениях с гладкими фланцами для надежности работы фланцевого соединения толщина прокладки в диаметрально

Таблица 5-4

Стальные зубчатые прокладки

Условия работы			Характеристика прокладок	
Среда	Рабочее давление, МПа	Температура, °С	Материал	ГОСТ на материалы прокладок
Перегретый пар	14,0—25,0	570	12Х18Н10Т	5632-72
Перегретый пар	10,0	510—540	12Х18Н9Т	5632-72
Перегретый пар	4,0—6,0	570	12Х18Н10Т	5632-72
Перегретый пар	4,0—6,0	450	Ст1	14637-69
Вода	23,0	230	12Х13	5632-72
Вода	18,5	215	12Х13	5632-72

Примечание. Толщина прокладок 3—4 мм.

противоположных местах должна отличаться не более чем на 0,1 мм, а наружный диаметр прокладки должен быть на 2—4 мм меньше диаметрального расстояния между вставленными во фланцы шпильками. Для предохранения от сдвига прокладки изготовляют с выступом, соответствующим выступу фланца. Для широких прокладок выступ должен оставлять зазор для компенсации теплового расширения прокладки. Зубчатые прокладки необходимо точно обрабатывать.

При изготовлении точеных металлических прокладок (рис. 5-12) надо обеспечить:

1) расположение площадок всех вершин гребешков каждой стороны прокладки в одной плоскости с тем, чтобы они вступали в работу одновременно; при этом плоскости притупленных вершин гребешков обеих сторон прокладки должны быть параллельны. Шаг зубцов должен быть 1,5 мм для D_y 20—65 мм и 2,0 мм для $D_y \geqslant 100$ мм;

2) расположение вершин гребешков обеих сторон прокладки на одной прямой против другой; это необходимо для того, чтобы при сжатии прокладки гребешки сжимались, а не изгибались. Ширина гребешков принимается не более 0,2 мм для D_y 20—65 и 0,3 мм для $D_y \geqslant 100$ мм;

3) отсутствие на гребешках надрывов царапин и прочих дефектов, которые могут привести к пропуску среды через фланцевое соединение;

4) идентичность профиля всех гребешков прокладки в соответствии с размерами чертежа; при этом, особое внимание должно быть уделено глубине заточки гребешков, так как их заглубление снижает прочность прокладки. Глубина заточки гребешков h должна быть для D_y 20—65 мм —0,65 мм и для $D_y \geqslant 100$ мм—0,85 мм;

5) неизменность эластичных свойств металла в процессе изготовления рифленой прокладки.

5-6. СБОРКА ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Для достижения хорошей плотности фланцевых соединений и сохранения ее во время эксплуатации следует:

1) подобрать фланцы согласно рабочему чертежу;

2) убедиться в том, что фланцы изготовлены из стали, указанной в проекте;

3) проверить соответствие всех размеров фланцев трубопроводов размерам фланцев арматуры или оборудования;

4) произвести технический осмотр фланцев и убедиться, что на их поверхности нет трещин, раковин и других дефектов;

5) проверить чистоту обработки уплотнительных поверхностей, которая при проверке плитой на давление 1,6 МПа должна отвечать следующим требованиям:

Тип прокладок	Число пятен на 1 см² зеркала фланца не менее
Мягкие	1—2
Зубчатые (гребенчатые)	2
Линзовые	3
Беспрокладочные	Сплошной кольцевой отпечаток краски

Для достижения хорошей плотности фланцевых соединений и сохранения ее во время эксплуатации следует фланцевое соединение правильно собрать, затянуть при холодном состоянии и сохранить затяжку соединения в рабочих условиях. Для этого необходимо припассовать фланцы к трубам при сварке так, чтобы плоскость проточки фланца под прокладку была строго перпендикулярна оси трубы, а плоскость ответного фланца была ей строго параллельна.

При сборке фланцевых соединений допускаются отклонения от параллельности фланцев на каждые 100 мм условного диаметра: для трубопроводов 3-й категории — 0,1 мм, 4-й категории — 0,2 мм. Выправление перекоса фланцев при их соединении путем натяга болтов или шпилек, а также устранение зазора путем установки клиновых прокладок не допускается. Необходимо следить за тем, чтобы при приварке фланцев к трубам их не перекосило (рис. 5-13). Допускаемое отклонение от перпендикулярности плоскости фланца оси трубы, изме-

Таблица 5-5

Допускаемые отклонения от перпендикулярности плоскости фланца

Рабочее давление, МПа	D_y, мм			
	<80	100—200	300—400	>400
≤4	1	2	2,5	3
>4	0,5	1	1,5	2

ренное по наружному диаметру фланца, не должно превышать величин, указанных в табл. 5-5.

Смещение осей болтовых отверстий фланцев по окружности трубы не должно превышать следующих размеров (рис. 5-14):

Диаметр отверстий, мм	12—18	28—33	40—52	58—62
Допуск на смещение отверстий, мм	1	1,5	2	3

Размеры мягких прокладок, устанавливаемых в фланцевых соединениях, должны отвечать размерам уплотнительных поверхностей фланцев. При установке мягких

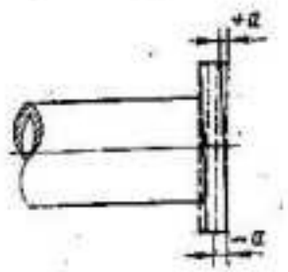


Рис. 5-13. Перекос фланца на трубе.

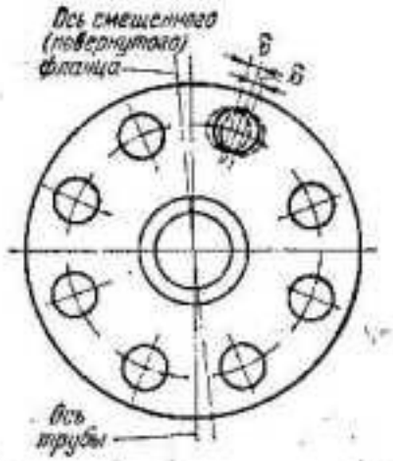


Рис. 5-14. Смещение отверстий фланцев при сборке фланцевых соединений.

прокладок в фланцах типа «выступ — впадина» необходимо соблюдать условия, чтобы внутренний диаметр прокладки был больше внутреннего диаметра фланца на 2—3 мм для фланцев с условным диаметром до 125 мм и 3—4 мм — для фланцев более 125 мм. Соответственно наружный диаметр прокладки должен быть меньше диаметра впадины на 2 мм для фланцев с условным диаметром до 125 мм, 3—4 мм — для фланцев более 125 мм.

Точеные прокладки перед установкой проверяют на отсутствие царапин, трещин, раковин, забоин и прочих пороков как на поверхности фланцев, так и на прокладках. Всякого рода неровности на поверхности фланцев следует устранить проточкой фланцев на токарных станках или шабровкой и проверкой на шабровочной плите, а прокладки при обнаружении дефектов отбраковать

или в крайнем случае дополнительно обработать на токарном станке.

При установке гофрированных прокладок необходимо следить за тем, чтобы волны были плавными, не имели складок, подрезов и трещин. Перед установкой прокладки должны проверяться на плите с двух сторон. Непараллельность противоположных граней должна быть не более 0,05 мм на длине 100 мм.

Перед установкой точеных и гофрированных прокладок их предварительно нужно намазать графитом, разведенным на вареном масле. Промежутки между зубцами прокладок необходимо заполнять графитовой массой, чтобы избежать образования конденсата между зубцами, который в условиях дальнейшего нагрева до высокой температуры может разорвать прокладку. Уплотняющие поверхности не следует шабрить, достаточно произвести обточку и чистку этих поверхностей. Зубчатая прокладка, вынутая при демонтаже, при отсутствии повреждения уплотняющей поверхности может быть вновь поставлена на место без новой отделки уплотняющей поверхности. Стальные зубчатые прокладки нормализованы междуведомственными нормалями.

При сборке фланцевых соединений следят за тем, чтобы не было перекоса фланцев во время затяжки крепежа и все гайки были равномерно затянуты.

Зубчатые прокладки для получения удовлетворительной плотности должны быть сжаты по всей поверхности при начальной затяжке до пластического состояния металла прокладки и получения хорошего контакта. Если при начальной затяжке не удается получить плотного фланцевого соединения, прокладку необходимо заменить и проверить, не перекошены ли фланцы.

В уплотнительной поверхности выступ — впадина положение прокладки хорошо фиксируется во впадине при глубине впадины, на 1,5—2 мм большей толщины прокладки. Количество и размеры зубцов прокладки выбираются в зависимости от условий, создаваемых затяжкой шпилек для уплотнения фланцевого соединения, причем напряжение на контактной поверхности должно превышать в 3—4 раза предел текучести исходного материала прокладки.

Затяжка шпилек фланцевых соединений ответственных трубопроводов должна производиться высококвалифицированными рабочими с особой тщательностью и

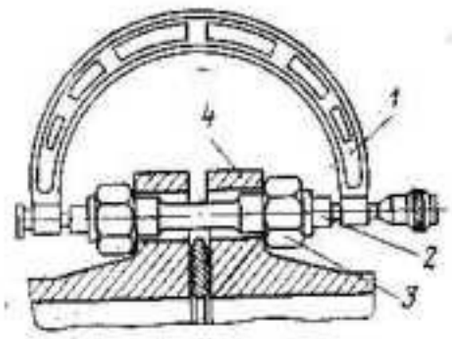


Рис. 5-15. Замер удлинения шпилек при затяжке фланцевого соединения.

1 — микрометр (микрометрическая скоба); *2* — шпилька; *3* — гайка; *4* — фланец.

контролироваться точными измерительными приборами.

Потребная затяжка шпилек фланцевых соединений устанавливается путем изменения натяга контрольных шпилек относительно их первоначальной длины в холодном состоянии.

Натяг шпилек указывается проектной организацией на рабочих чертежах трубопроводов. Холодный натяг шпилек рекомендуется принимать согласно табл. 3-4.

Замер удлинения шпилек должен производиться при помощи специальной скобы и индикатора (рис. 5-15).

Для получения надежно работающих фланцевых соединений необходимо первоначальную затяжку шпилек фланцевых соединений производить с учетом:

1) первоначального холодного натяга;

2) запаса в натяге для компенсации колебаний температур;

3) дополнительного натяга для релаксации напряжений.

Практически первоначальную затяжку шпилек увеличивают в 7—8 раз против усилия, создаваемого рабочей средой, при этом запас прочности, отнесенный к длительной прочности, должен быть не менее 1,3.

Затяжка фланцевых соединений производится во время монтажа, а в трубопроводах, работающих с температурой среды 100°С и выше, производят дополнительную обтяжку при достижении давления среды в трубопроводе 0,3—0,4 МПа. Потребная затяжка фланцевых соединений устанавливается путем измерения натяга контрольных шпилек. Контроль натяга шпилек основан на замере удлинения шпилек относительно их первоначальной длины в период нахождения паропровода в холодном режиме.

Перед затяжкой шпилек записываются показания индикатора. После слабого равномерного подвертывания гаек до плотного соприкосновения их торцевых поверхностей с поверхностью фланцев отмечается первоначальное положение гаек относительно фланцев. Равномерность подвертывания гаек контролируется в это время по зазору между фланцами. Затяжка производится одновременно двух диаметрально расположенных шпилек, а затем переходят к затяжке шпилек, расположенных на 90° правее и левее по окружности. После этого переходят к одновременной затяжке противоположно лежащих шпилек. После первоначальной затяжки переходят в таком же порядке к окончательной затяжке, одновременно производятся замеры удлинений шпилек индикатором для сравнения полученных данных с проектными.

Контроль затяжки шпилек при помощи микрометрических скоб и индикаторов основан на методе точного замера длины шпильки до затяжки и в процессе затяжки.

Контроль затяжки шпилек можно производить также и при помощи мерных ключей, ограничивающих усилие, приложенное к рукоятке.

При установке крепежа фланцевых соединений тело шпильки или болта должно выходить за пределы гайки не более чем на половину диаметра. При установке болтов все гайки должны размещаться на одной стороне фланцевого соединения.

Минимальное напряжение в шпильках для обеспечения плотности в рабочих условиях должно быть 127 МПа. При установке шпилек с перекосом в шпильках возникают дополнительные напряжения изгиба, которых следует избегать.

Перекос шпильки возможен при:

1) отсутствии параллельности торца гайки опорной поверхности торца фланца;

2) неплотном прилегании гайки к поверхности фланца в случае неудовлетворительной обработки его опорной поверхности;

3) установке шпильки с некоторым наклоном плоскости резьбы.

Чтобы в шпильке не возникали изгибающие напряжения, необходимо обеспечить плотное прилегание опорных поверхностей гаек к опорной поверхности фланца. Зазор не должен превышать 0,1 мм.

Для предохранения резьбы шпилек и болтов от пригорания и заедания во время эксплуатации резьбы шпилек и болтов смазываются графито-медистой или ди-

сульфидномолибденовой смазкой. Перед нанесением смазки резьба шпилек и гаек должна быть полностью обезжирена и просушена на воздухе. Смазка наносится на резьбу кистью или поролоном, после чего крепеж должен быть высушен либо на воздухе в течение 20—24 ч, либо в термической печи.

Графито-медистая смазка составляется из следующих компонентов: чешуйчатый графит 15—20%, медный порошок 25—10%, глицерин 60—70%.

Дисульфидномолибденовая смазка состоит из следующих компонентов: порошкообразный дисульфат-молибдена 15—18%, жидкое стекло (силикат натрия) 15—18%, графит чешуйчатый 17—10%, препарат ОП 10% (моющее средство), вода 43—44%.

Эта смазка применяется при температуре среды 550—600°С.

5-7. СВАРНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Сварные соединения являются самыми простыми и надежными в эксплуатации. Они применяются всегда, кроме случаев, когда по условиям эксплуатации оборудования требуется иметь разборные трубопроводы или при установке фланцевой арматуры.

Качество сварных соединений зависит от качества его подготовки, применения положенных сварочных материалов, квалификации сварщиков, выполняющих сварочные работы и условий работы.

При подготовке стыков к сварке необходимо выдерживать все размеры согласно ОСТ, техническим условиям или соответствующим инструкциям в зависимости от указаний на чертежах.

По ОСТ, а также инструкциям по сварке трубопроводов в зависимости от материала труб, параметров среды, пространственного выполнения сварки, способов выполнения сварочных работ установлены классификации основных типов сварных швов, их форма и размеры, а также конструктивные элементы кромок под сварку труб, фланцев, фасонных частей и арматуры (рис. 5-16).

Прямолинейность труб в местах стыков (отсутствие переломов) и смещение кромок проверяется линейной длиной 400 мм (рис. 5-17), прикладываемой в трех-четырех местах по окружности стыка. В правильно собранном стыке не должно быть переломов осей труб

в месте стыка. Максимально допустимый просвет a между концом линейки и поверхностью трубы на расстоянии 200 мм от стыка не должен превышать 1 мм для труб диаметров менее 100 мм и 2 мм для труб диаметром 100 мм и более.

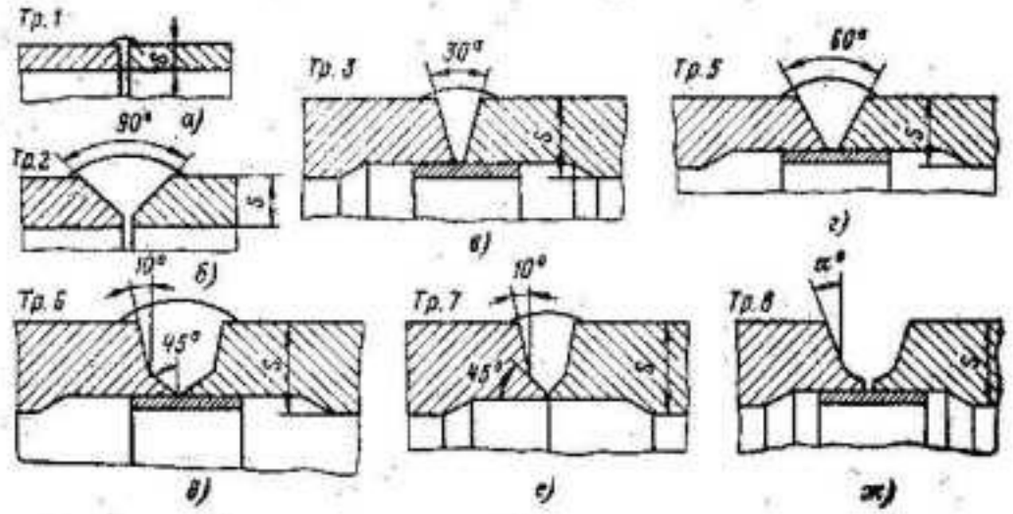


Рис. 5-16. Конструкция сварных стыков для трубопроводов согласно ОСТ 24.03.005.

а — тип шва Тр.1 — без скоса кромок при толщине стенки $S \leqslant 2{,}5$ мм независимо от диаметра трубы для электродуговой и газовой сварки; *б* — тип шва Тр.2 — V-образный при толщине стенки $S=3\div5{,}5$ мм независимо от диаметра трубопровода для электродуговой и газовой сварки; *в* — тип шва Тр.3 — V-образный с подкладным кольцом при толщине стенки $S=17\div70$ мм независимо от диаметра трубопровода для электродуговой сварки; *г* — тип шва Тр.5 — V-образный с подкладным кольцом при толщине стенки трубы $S=4{,}5$ мм для диаметра трубы $D_н=108$ мм и $S=5\div16$ независимо от диаметра трубы и сварных труб; $D_н \geqslant 630$ мм при $S \leqslant 25$ мм для электродуговой сварки; *д* — тип шва Тр.6 — V-образный двухукосный с подкладным кольцом при толщине стенки трубы $S=17\div70$ мм независимо от диаметра трубы для электродуговой сварки; *е* — тип шва Тр.7 — V-образный без подкладного кольца при $S \geqslant 15$ мм и диаметре трубы $D_н \geqslant 133$ мм для аргонодуговой сварки корня шва и электродуговой сварки остального сечения шва; *ж* — тип шва Тр.8 — чашеобразный с подкладным кольцом при толщине стенки $S=16\div70$ мм независимо от диаметра трубы для электродуговой сварки.

Согласно Правилам Госгортехнадзора СССР (§ 4-2-10) допускаемые смещения кромок в зависимости от толщины стенок труб принимаются:

Толщина стенки трубы S, мм	Максимально допустимое смещение кромок, мм
<3	0,2 S
3—6	0,1 S+0,3
6—10	0,15 S
10—20	0,05 S+1,0
>20	0,1S, но не более 3 мм

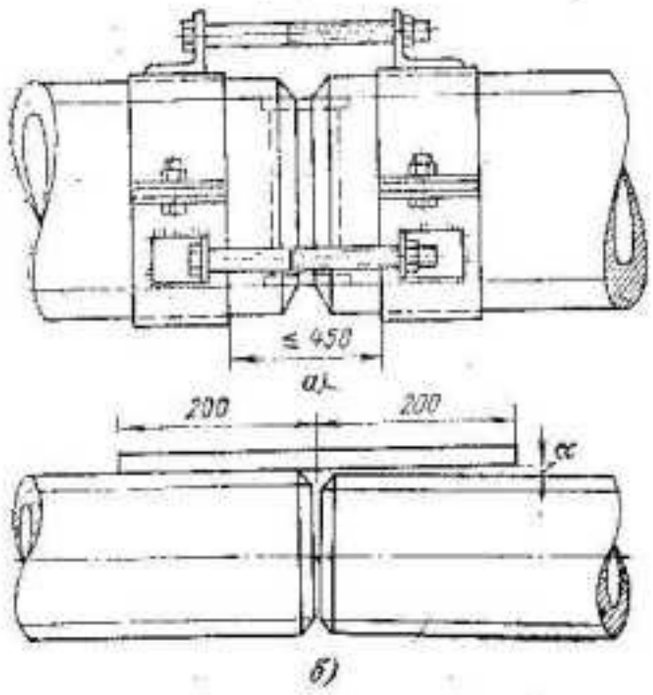


Рис. 5-17. Проверка прямолинейности труб при сборке стыков под сварку.

а — приспособления для сборки и стяжки блоков; *б* — проверка прямолинейности.

Качество подготовки кромок и сборки стыков труб, предназначенных для работы под давлением до 2,2 МПа, должно проверяться сварщиком, которому поручена сварка стыков этих труб, с периодической проверкой качества сборки стыков мастером по сварке.

Стыки трубопроводов с рабочим давлением выше 2,2 МПа должны приниматься мастером по сварке.

5-8. РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

Резьбовое соединение состоит из нарезных концов соединяемых труб и соединительных муфт или фасонных резьбовых деталей.

Для осуществления этого вида соединения трубы имеют мелкую трубную нарезку на наружной поверхности концов труб, а муфты или фасонные части — внутреннюю нарезку, аналогичную нарезке на трубе.

Резьба на трубах и фасонных соединительных частях выполняется специальной трубной, дюймовой, более мелкой, чем обычная дюймовая или метрическая, т. е. с более мелким шагом нарезки. Различают трубные резьбы цилиндрические и конические.

Цилиндрическая резьба имеет по всей длине одну и ту же глубину и одинаковый диаметр, кроме двух последних ниток, заклинивающих муфту, навертываемую на трубу. Коническая резьба (см. рис. 5-1) имеет изменяющийся по длине нарезной части диаметр. Соединения «конус», при которых и труба и соединительная муфта снабжены конической резьбой, при надлежащем выполнении всегда получаются очень плотными. Даже при соединении «цилиндр на конус», т. е. когда соединительная муфта имеет цилиндрическую резьбу, а труба—коническую, соединение получается более герметичным, чем при соединении двух цилиндрических резьб. При соединении «цилиндр на конус» следует принимать во внимание так называемую основную плоскость, т. е. ту основную плоскость сечения, где диаметр конической резьбы точно соответствует диаметру цилиндрической резьбы того же номинального размера.

Рабочая длина конической резьбы (см. рис. 5-1) условно разделяется на следующие составные части: длину a_2 резьбы, на которой фасонная часть завертывается от руки, длину a_1, на которой фасонная часть завертывается трубным ключом, и сбег резьбы. Такое разграничение длины конусной резьбы определяется расположением основной плоскости.

В соединении конической резьбы, через которое проходит основная плоскость, диаметры (наружный, средний, внутренний) полностью соответствуют номинальным диаметрам трубной цилиндрической резьбы. Для фитингов с внутренней цилиндрической резьбой основная плоскость должна совпадать с торцом; для труб с наружной конической резьбой предусмотрены определенные расстояния от основной плоскости до торца трубы в зависимости от ее диаметра.

При соединении труб с фитингами на конической резьбе ввертывание от руки возможно до совпадения основных плоскостей резьбы на трубе и резьбы на фитинге (арматуре). При дальнейшем навертывании фитинга на трубу с помощью ключа происходит заклинивание резьбы на уплотнение.

Для облегчения сборки коническую резьбу смазывают вареным маслом (олифой), в которое подмешивают небольшое количество сурика. Сурик применяют для того, чтобы можно было отличить окончательно собранное соединение от остальных.

Глава шестая

КРЕПЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

6-1. НАЗНАЧЕНИЕ ОПОР И ПОДВЕСОК

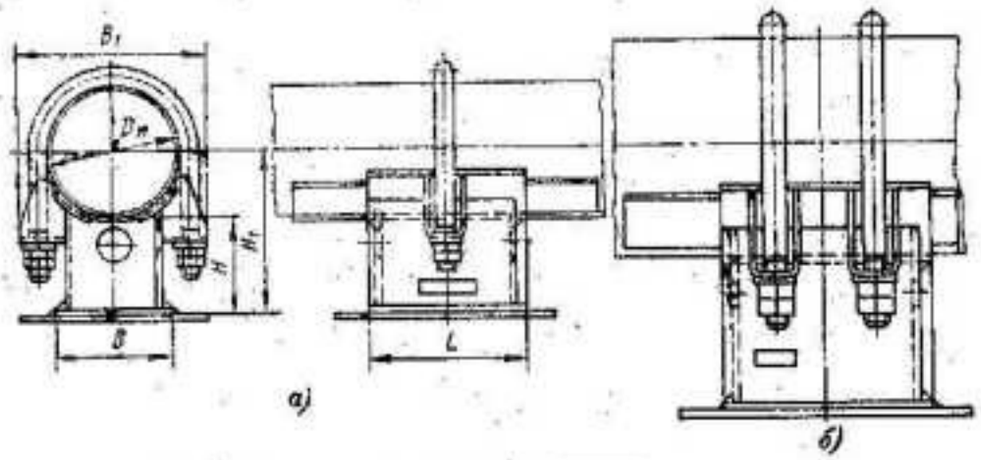
Опоры и подвески трубопроводов служат для:

1) установки и закрепления на них трубопроводов в проектное положение;

2) сохранения трубопроводов в проектном положении при всех режимах работы трубопровода;

3) распределения напряжений в элементах трубопроводов в соответствии с расчетом трубопровода на прочность при всех режимах работы трубопровода;

4) восприятия нагрузок от: а) вибрации трубопровода; б) крутящих моментов, возникающих при тепловых расширениях трубопроводов; в) гидравлических ударов; г) массы всех элементов трубопровода, тепловой изо-



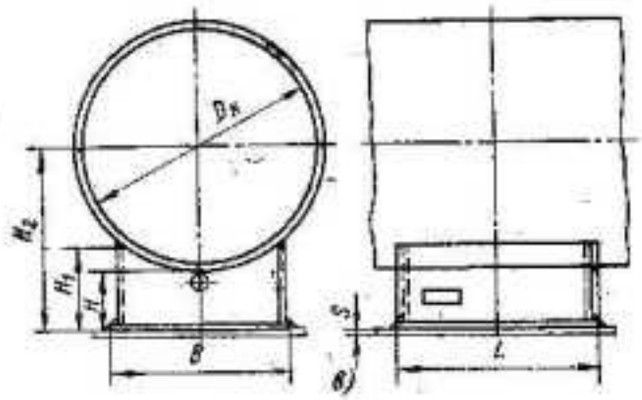


Рис. 6-1. Опоры неподвижные.
а — хомутовая для $D_н$=57÷150 мм; *б* — двуххомутовые для $D_н$=168÷550 мм; *в* — приварные.

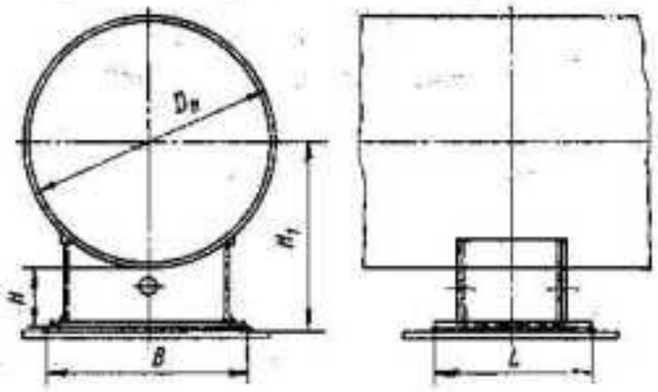


Рис. 6-2. Опора приварная скользящая.

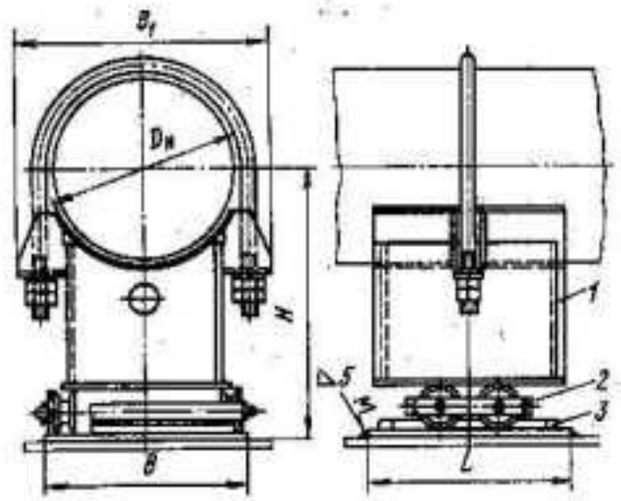


Рис. 6-3. Опора хомутовая катковая.

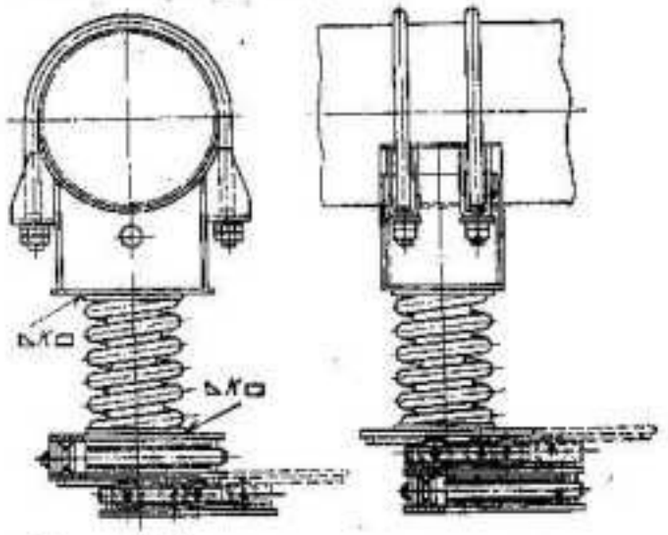


Рис. 6-4. Пружинно-катковая опора.

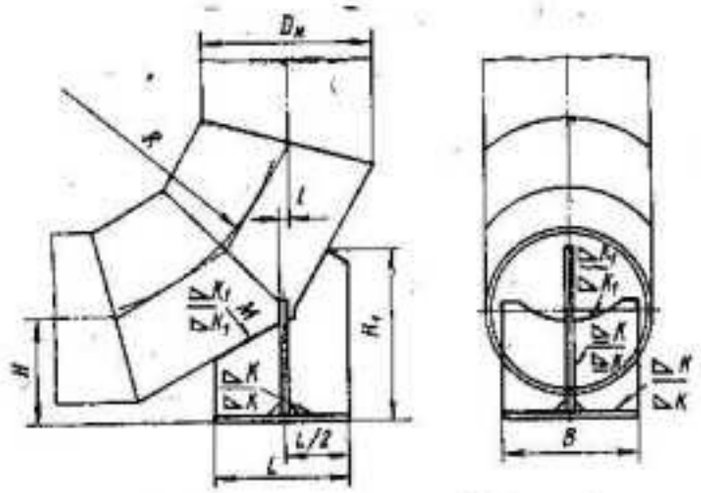


Рис. 6-5. Подпятник.

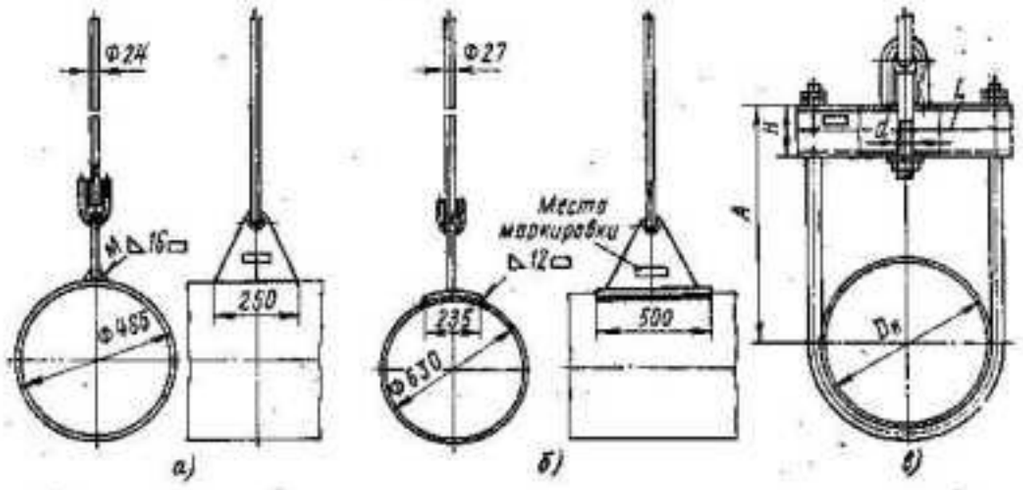


Рис. 6-6. Типы подвесок горизонтальных трубопроводов.
а — приварная; *б* — приварная с накладкой; *в* — хомутовая с траверсой.

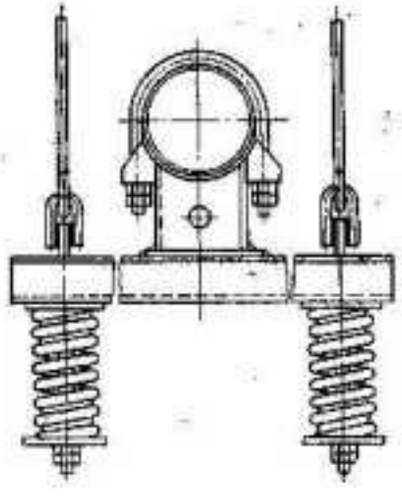


Рис. 6-7. Опора, укрепленная на балке.

ляции и среды, а также воды во время гидравлического испытания.

В зависимости от назначения опор и подвесок и параметров среды, протекающей по трубопроводу, опоры бывают подвижные и неподвижные, а подвески жесткие и пружинные различных типов и конструкций.

Неподвижные опоры (рис. 6-1) служат для жесткого крепления трубопровода, исключающего возможность перемещения и проворачивания трубопровода в них, а также для восприятия нагрузок, возникающих при тепловых расширениях трубопроводов, и правильной их передаче на элементы трубопроводов и строительные конструкции.

Подвижные (рис. (6-2, 6-5) и катковые опоры (рис. 6-3, 6-4) служат для закрепления трубопровода

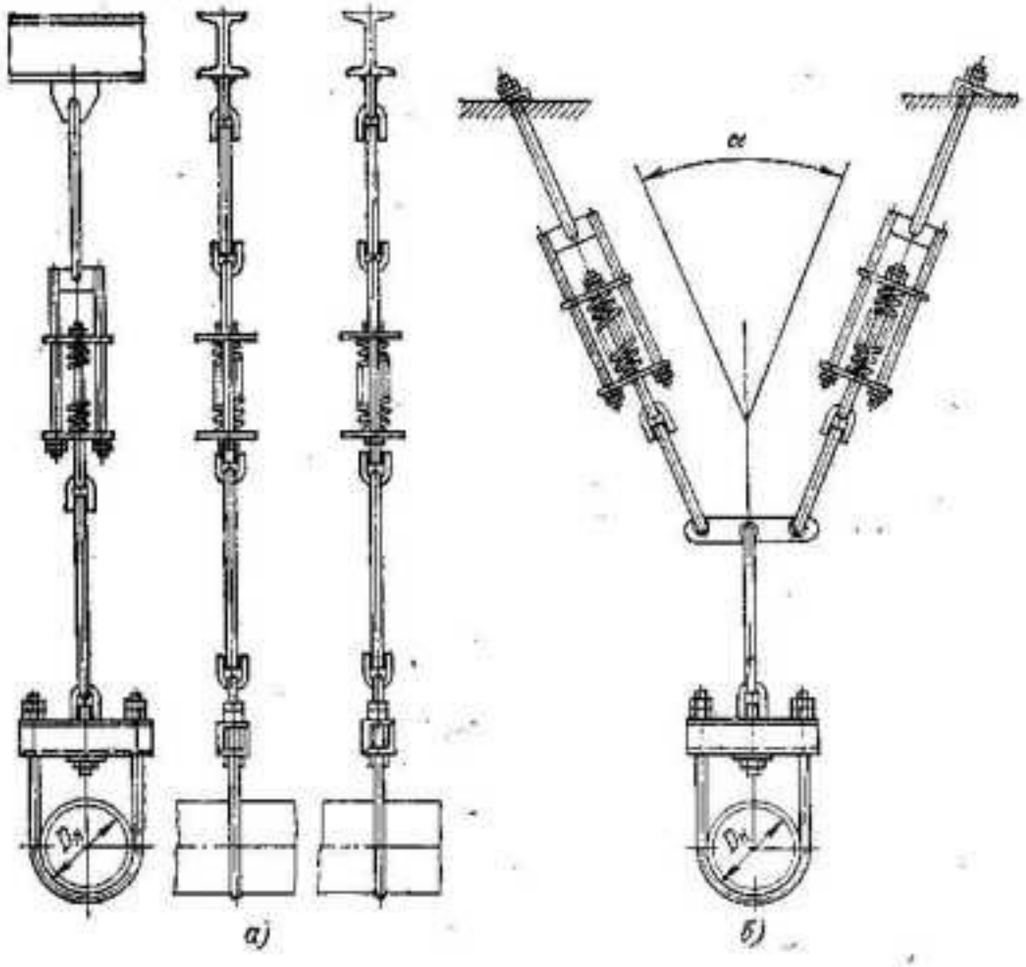


Рис. 6-8. Пружинные подвески.
а — с одной пружиной; *б* — с двумя пружинами, расположенными под углом.

в проектном положении, обеспечения перемещения трубопровода в заданных проектом направлениях и сохранения его оси согласно проекту во время работы.

Жесткие и пружинные подвески (рис. 6-6—6-9) применяются в тех же случаях, что и подвижные опоры. Устанавливаются жесткие и пружинные подвески в местах, где по условиям компоновки оборудования и

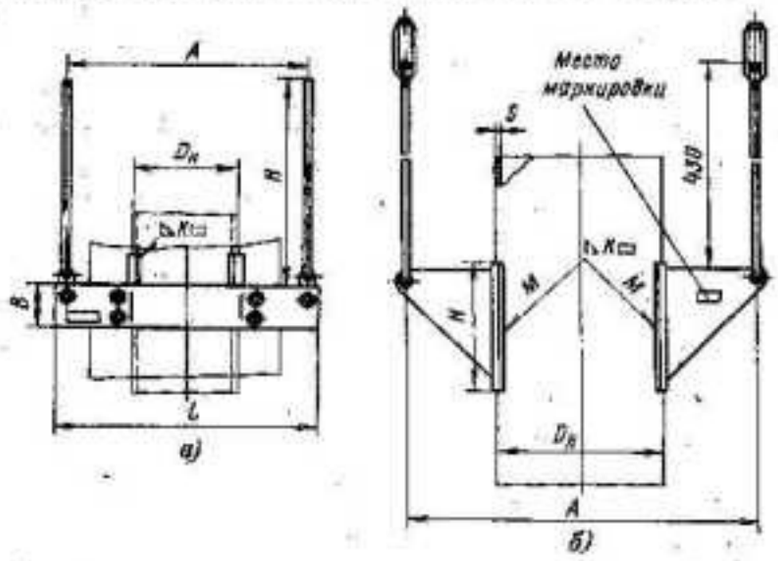


Рис. 6-9. Крепление подвесок для вертикальных труб.
а — хомутовая; *б* — приварная с накладками.

трубопроводов опоры разместить невозможно, или в случаях, когда на изготовление опор идет много металла, опоры загромождают проходы и затрудняют эксплуатацию оборудования.

6-2. РАСЧЕТ ПРОЛЕТА МЕЖДУ ОПОРАМИ

При расчете пролета между опорами и подвесками трубопроводов учитываются все основные и дополнительные нагрузки, действующие на трубопроводы во всех пространственных положениях. Нагрузка на опоры и подвески трубопроводов складывается из массы труб, арматуры, фланцев, фасонных частей, тепловой изоляции, массы протекающей среды, ветровых нагрузок, массы воды при заполнении трубопровода во время гидравлических испытаний, а также дополнительных нагрузок, возникающих при работе трубопроводов, гидравлических ударов и вибраций.

Для создания нормальной работы трубопроводов размещение опор и подвесок должно обеспечивать сохранение прямой линии трубопровода без образования прогибов труб между опорами сверх допустимых величин и сохранение требуемых уклонов трубопроводов.

Для обеспечения надежной эксплуатации трубопроводов необходимо, чтобы расстояния между опорами и подвесками трубопроводов были выбраны с учетом нагрузок, возникающих в процессе эксплуатации. Трубопровод между опорами должен иметь минимальный прогиб, обеспечивающий беспрепятственный сток конденсата пара при заданных уклонах.

При наличии на участке трубопроводов между опорами арматуры и фасонных частей длина пролетов выбирается на основании подсчета как для равномерно распределенной, так и сосредоточенной нагрузки, исходя из условий обеспечения прочности и заданных прогибов. Размещение опор в данном случае должно быть таким, чтобы в местах установки арматуры напряжения в материале труб были минимальными, а от сосредоточенной нагрузки — арматуры в материале труб не возникало недопустимых напряжений. Желательно по возможности опоры размещать на небольшом расстоянии от арматуры.

Максимально допустимая величина пролета между подвижными опорами трубопроводов для прямого участка, м, определяется по формуле

$$l_{макс} = \sqrt{\frac{15\sigma^{д}_{эв} W_p \varphi_1}{q}}, \qquad (6\text{-}1)$$

где $\sigma^{д}_{эв}$ — допустимое эквивалентное напряжение от внешних нагрузок, МПа; для стали 12Х1МФ, работающей при температуре 570°С, — 25 МПа, а при температуре 540°С — 30 МПа; для стали марки 20, работающей при температуре до 230°С, — 55,0 МПа; q — масса трубопровода, кг/м; φ_1 — коэффициент прочности поперечного сварного шва; W_p — момент сопротивления поперечного сечения трубы при расчетной толщине стенки S_p, м³.

Пример 1. Определить максимальное расстояние между опорами прямого участка трубопровода $D_н \times S = 325 \times 24$ мм, изготовленного из стали 12Х1МФ.

Решение. Находим все величины, входящие в формулу: принимаем для стали 12Х1МФ $\sigma^{д}_{эв} = 30$ МПа. Момент сопротивления

трубы находим по [Л. 14], он равен $1585 \cdot 10^{-6}$ м³; φ_1 принимаем 0,9 (сварные швы выполняются на подкладном кольце). Определяем равномерно распределенную нагрузку, кг на 1 м трубопровода:

Масса 1 м трубы, кг	178
Масса теплоизоляции на 1 м трубы	150
Масса воды в 1 м трубы (во время гидравлики)	62
Итого	390≈3900 Н

Подставляя полученные данные, определяем расстояние между опорами

$$l_{макс} = \sqrt{\frac{15 \cdot 30 \cdot 10^6 \cdot 1585 \cdot 10^{-6} \cdot 0{,}9}{3900}} = 12{,}8 \text{ м}.$$

Пример 2. Расчет стальной балки на двух опорах (рис. 6-10). Пролет балки l=3 м; сосредоточенный груз P=60 000 Н, расположенный посередине пролета; коэффициент трения β=0,3; сечение балок двутавровое. Определить размер профиля балки.

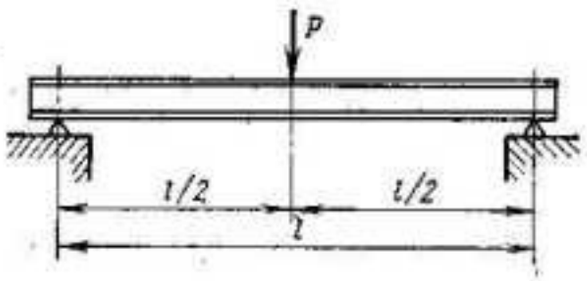


Рис. 6-10. Балки на 2 опорах с нагрузкой, расположенной посредине.

Решение. Изгибающий момент

$$M = \frac{Pl}{4} = \frac{60\,000 \cdot 3}{4} = 45\,000 \text{ Н·м}.$$

Момент сопротивления двутавровой балки

$$W = \frac{M}{\sigma\varphi} = \frac{45\,000}{160 \cdot 10^6 \cdot 0{,}94} = 3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3.$$

По ГОСТ 8239-72 принимаем двутавр 24а, момент сопротивления которого по оси x—x равен $3{,}17 \cdot 10^{-4}$ м³; для двутавровой балки 24а $J = 38 \cdot 10^{-8}$ м⁴; $E = 210 \cdot 10^9$ Н/м².

Стрела прогиба:

$$f = \frac{1}{48}\frac{Pl^3}{EJ} = \frac{1}{48} \cdot \frac{60\,000 \cdot 3^3}{210 \cdot 10^9 \cdot 38 \cdot 10^{-8}} = 0{,}0047 \text{ м} = 0{,}47 \text{ см}.$$

Согласно нормам значение стрелы прогиба балки не должно превышать $^1/_{250}$ пролета, т. е. прогиб допускается для данного случая равным 300 : 250=1,2 см.

Горизонтальное усилие P_1, вызванное силой трения, составит:

$$0{,}3 \cdot 60\,000 = 18\,000 \text{ Н}.$$

Момент, созданный горизонтальным усилием P_1=18 000 H, будет:

$$M = \frac{18\,000 \cdot 3}{4} = 13\,500 \text{ Н·м}.$$

Момент сопротивления относительно оси y—y составит:

$$W_y = \frac{M}{\sigma\varphi} = \frac{13\,500}{160 \cdot 10^6 \cdot 0{,}94} = 9 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3.$$

По ГОСТ 8239-56 момент сопротивления одной двутавровой балки 24а составляет $4{,}16 \cdot 10^{-5}$ м³.

В данном случае лучше всего принять конструкцию балки, состоящую из двух швеллеров, соединенных планками на сварке. По моменту сопротивления относительно оси x—x шва швеллера № 20 имеют суммарный момент $W_x = 304 \cdot 10^{-6}$ м³, момент сопротивления одного швеллера № 20 относительно оси y—y $W_y = 20{,}5 \cdot 10^{-6}$ м³, а двух — $41 \cdot 10^{-6}$ м³, что является недостаточным.

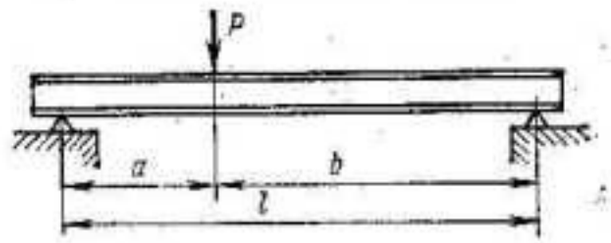


Рис. 6-11. Балка на двух опорах с нагрузкой, расположенной не посредине.

Увеличивая расстояние от оси y—y до центров тяжестей швеллеров, вместо имеющегося для швеллера расстояния 2,07 см сделаем его равным 2,07×2,2×2=9,10 см, при этом расстояние между полками швеллеров составит 9,10—2,07·2=4,96 см. Принимаем расстояние между швеллерами равным 5 см.

Пример 3. Расчет балки пролетом l=4 м с сосредоточенным грузом P=50 000 Н, расположенным на расстоянии от опор a=1,5 м и b=2,5 м. Сечение балки двутавровое (рис. 6-11).

Изгибающий момент

$$M = \frac{Pab}{l} = \frac{50\,000 \cdot 1{,}5 \cdot 2{,}5}{4} = 46\,885 \text{ Н·м},$$

Момент сопротивления

$$W = \frac{M}{\sigma\varphi} = \frac{46\,885}{160 \cdot 10^6 \cdot 0{,}89} = 329{,}2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

Выбираем двутавровую балку № 27, момент сопротивления которой относительно оси $x—x$ равен $371 \cdot 10^{-6}$ м³ и $J_x = 50{,}1 \cdot 10^{-8}$ м⁴. Стрела прогиба:

$$f = \frac{1}{3} \cdot \frac{Pa^2b^2}{EJl} = \frac{1}{3} \cdot \frac{50\,000 \cdot 1{,}5^2 \cdot 2{,}5^2}{210 \cdot 10^9 \cdot 50{,}1 \cdot 10^{-8} \cdot 4} = 0{,}015 \text{ м} = 1{,}5 \text{ см}.$$

Согласно нормам стрела прогиба для данного случая допускается равной 400 : 250 = 1,6 см.

Горизонтальное усилие

$$P_г = 0{,}3 \cdot 50\,000 = 15\,000 \text{ Н}.$$

Момент от горизонтального усилия

$$M = \frac{15\,000 \cdot 1{,}5 \cdot 2{,}5}{4} = 14065{,}5 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Момент сопротивления

$$W = \frac{M}{\sigma\varphi} = \frac{14065{,}5}{160 \cdot 10^6 \cdot 0{,}89} = 98{,}86 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

Момент сопротивления двутавровой балки № 27 относительно оси $y—y$ равен $41{,}5 \cdot 10^{-6}$ м³.

По условиям прочности один двутавр № 27 не удовлетворяет требованиям, предъявляемым к конструкции. Необходимо установить два двутавра, что является неэкономичным и увеличивает массу конструкции.

Поэтому выбираем два швеллера № 22а:

$$W_x = 166 \times 2 = 322 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3 \text{ и } W_y = 24 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3$$

и для двух: $W_y = 48 \cdot 10^{-6}$ м³.

Момент сопротивления относительно оси $y—y$ швеллеров необходимо повысить в 2,06 раза ($98{,}86 \cdot 10^{-6} : 48 \cdot 10^{-6}$).

Увеличивая расстояние центра тяжести от оси в 2,06 раза, т. е. раздвигаем швеллеры на расстояние $(2{,}06 \cdot 2{,}27 \cdot 2) - 2{,}27 \cdot 2 = 9{,}36 - 4{,}54 = 4{,}82$ см. Округляя, принимаем 5 см.

Определение нагрузок на опорные конструкции трубопроводов

Пример 1. Определить горизонтальную нагрузку на опорные конструкции для подвижной роликовой опоры (рис. 6-12) изолированного трубопровода $D_у$ 325×24 мм при расстоянии между подвижными опорами, равном 8 м.

Решение. Горизонтальная нагрузка на подвижные опорные конструкции, Н, определяется по формуле

$$Q_п = \rho \Sigma G,$$

где ΣG — сумма всех нагрузок от массы трубопровода на подвижную опору (включая массу самой опоры), Н; ρ — коэффициент трения в подвижной опоре.

Определяем нагрузки на опоры:

Масса 8 м трубы при массе 1 м трубы 178,5 кг составляет $178{,}5 \cdot 8 = 1428$ кг.

Масса тепловой изоляции при массе ее на 1 м трубы 67,2 кг составляет $67{,}2 \cdot 8 = 537{,}6$ кг.

Масса опоры составляет 50 кг.

Сумма всех нагрузок на опору составит:

$$(1428 + 537{,}6 + 50)\,10 = 20\,156 \text{ Н}.$$

Нагрузка на опоры в данном случае распределяется равномерно и будет составлять на одну опору $\Sigma G = 20\,156 : 2 = 10\,078$ Н.

При коэффициенте трения для роликовых опор $\rho = 0{,}1$ горизонтальная нагрузка на роликовую опору составит:

$$Q_п = 0{,}1 \cdot 10\,078 = 1008 \text{ Н}.$$

Пример 2. Определить горизонтальную составляющую сил, возникающих при отклонении тяг во время их установки для изолированного трубопровода $D_у$ 325×24 мм при расстоянии между подвесками 8 м, длине тяги подвески $l = 0{,}8$ м и угле отклонения тяги от вертикали $\beta = 15°$ (рис. 6-12,*а*).

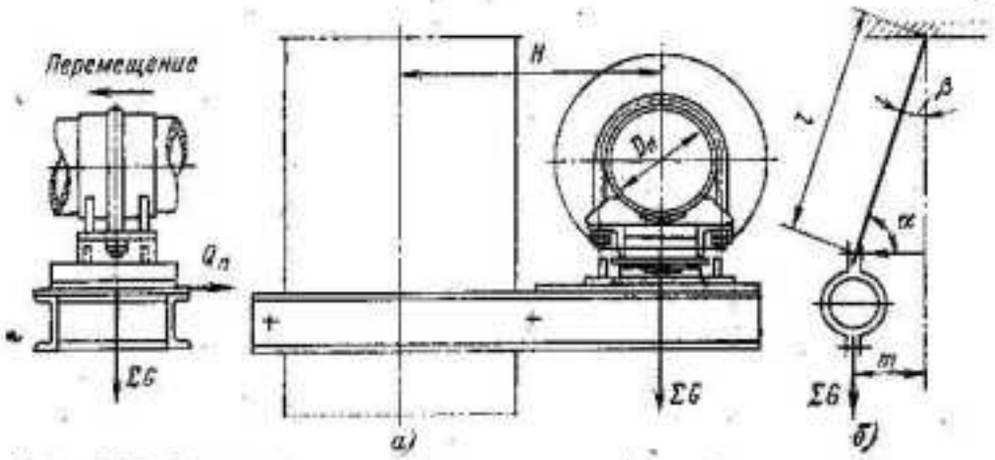


Рис. 6-12. Нагрузка на опоры.
а — роликовая и подвижная; *б* — подвеска.

Решение. Горизонтальная составляющая $Q_г$ сил, возникающих при отклонении тяг подвесок от вертикали, Н, определяется по формуле:

$$Q_г = \Sigma G \operatorname{tg} \beta,$$

где β — угол наклона тяги подвески к вертикали; ΣG — нагрузка на опору, принятая по предыдущему примеру равной 10 078 Н; $\operatorname{tg} \beta$ (по тригонометрическим таблицам) равен 0,125;

$$Q_г = 10\,078 \cdot 0{,}125 = 1260 \text{ Н}.$$

Пример 3. Определить горизонтальные нагрузки на опорные конструкции неподвижных опор изолированного трубопровода $D_у$ 325×24 мм при расстоянии между опорами 8 м и наличии на участке между неподвижными опорами шести подвесок с тягами длиной $l = 0{,}8$ м и двух роликовых опор.

Решение. Горизонтальные нагрузки $Q_г$, Н, на опорные конструкции принимаются как сумма реакций сил трения, возникающих во всех видах подвижных опор и подвесок между неподвижными опорами, и определяются по формуле:

$$Q_г = \Sigma Q_п + \Sigma Q_г.$$

Горизонтальная нагрузка (см. пример 1):

$$\Sigma Q_г = 1008 \cdot 2 = 2016 \text{ Н}.$$

Горизонтальная нагрузка при отклонении тяг подвесок (см. пример 2):

$$\Sigma Q_г = 1260 \cdot 6 = 7560 \text{ Н}.$$

Горизонтальные нагрузки на опорные конструкции

$$Q_к = 2016 + 7560 = 9576 \text{ Н}.$$

Пример 4. Определить момент трения в опорной конструкции от силы $Q_к$ и всех видов подвижных и консольных опор трубопроводов $D_у$ 325×24 мм при расстоянии между опорами 8 м.

Решение. Момент трения, Н·м, в опорной конструкции от силы $Q_к$:

$$M_{тр\,оп} = Q_к H_к.$$

Для опор на консольных опорах (рис. 6-11) $H_к = 0{,}8$ м. Момент трения

$$M_{тр} = 1008 \cdot 0{,}8 = 806{,}4 \text{ Н·м}.$$

Пример 5. Определить момент от несовпадения осей действия нагрузки с осью опорной конструкции для того же трубопровода.

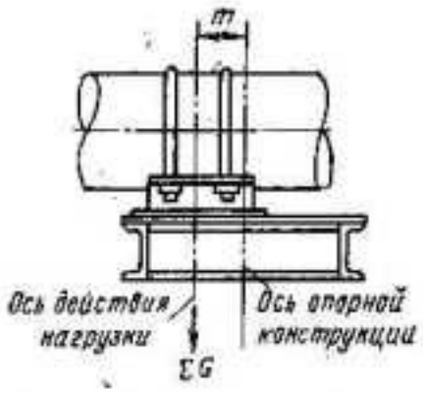


Рис. 6-13. Схема работы подвижной опоры.

Решение. Момент от несовпадения оси действия нагрузки от массы с осью опорной конструкции (рис. 6-13) для подвижных опор определяется по формуле

$$M_о = \Sigma G m,$$

где m — смещение оси опорной конструкции, м; при $m = 0{,}1$ и $\Sigma G = 10\,078$ Н

$$M_о = 10\,078 \cdot 0{,}1 \cdot 10^{-2} = 1007{,}8 \text{ Н·м}.$$

Для подвесок всех типов:

$$M_п = \Sigma G l \sin\beta.$$

При $l = 0{,}8$ м, $\sin\beta = 0{,}12$, $\Sigma G = 10\,078$ Н

$$M_п = 10\,078 \cdot 0{,}8 \cdot 0{,}12 = 967{,}5 \text{ Н·м}.$$

Для консольных неподвижных опор:

$$M_{кн} = \Sigma G H.$$

При $H = 1$ м, $\Sigma G = 10\,078$ Н

$$M_{кн} = 10\,078 \cdot 1 = 10\,078 \text{ Н·м}.$$

6-3. ПОДВИЖНЫЕ ОПОРЫ

Подвижные опоры скользящие и роликовые обеспечивают перемещение трубопровода в двух направлениях (вдоль и поперек оси). Подвижные скользящие опоры (см. рис. 6-2) состоят из корпусов, кото-

рые крепятся при помощи хомутов или электросварки к трубе, и опорной плоскости с приваренными к ней направляющими планками, которая крепится к опорной металлоконструкции. Подвижные опоры катковые (см. рис. 6-3) также состоят из корпуса, который может крепиться к трубе на сварке или хомутах, катковой обоймы с роликами и опорной плоскости, прикрепленной к опорной металлоконструкции. Подвижные пружинные опоры (см. рис. 6-4) кроме перечисленных деталей имеют пружины и два яруса обойм с катками для перемещения трубопровода вдоль и поперек оси трубопровода, а также по его высоте. В местах переходов трубопроводов из горизонтального положения в вертикальное устанавливаются подвижные опоры, состоящие из лодпятника и опорной плиты (см. рис. 6-5) крепящейся к фундаменту или опорной металлоконструкции. Подпятники применяются для всех трубопроводов с наружным диаметром от 108 до 630 мм с условным давлением до 4,0 МПа.

Направляющие опоры служат для придания трубопроводу свободного перемещения только в одном направлении — вдоль или поперек оси. Направляющие опоры могут состоять из ползунов, приваренных к трубам, скользящим по опорным плоскостям, заделанным в строительные конструкции, или роликов, закрепленных к строительным конструкциям, по которым скользит труба.

Скользящие опоры всех типов и конструкций должны обеспечивать свободное перемещение трубопровода в заданных направлениях и воспринимать на себя только массу трубопровода и силу трения, возникающую между корпусом и опорной плитой, равную массе участков трубопроводов, умноженной на коэффициент трения или качения (в зависимости от конструкции опоры).

Элементы опор не должны деформироваться во время работы трубопровода, не создавать защемлений и обеспечивать проектное положение оси трубопровода.

Корпуса опор должны быть прикреплены к трубе неподвижно. Конструкция опор должна обеспечивать сохранность теплоизоляции во время работы трубопровода. Для уменьшения сил трения в подвижных опорах поверхность опорных плит, обращенная к ползунам и роликам, должна быть гладко обработана, чистота поверхности должна соответствовать ∇3.

6-4. ЖЕСТКИЕ И ПРУЖИННЫЕ ПОДВЕСКИ

Конструкция жестких и пружинных подвесок зависит от нагрузки, воспринимаемой подвесками, и параметров среды, протекающей по трубопроводу, а также требований, предъявляемых к работе этих подвесок. Для паропроводов с температурой пара 540 и 570°С, а также для питательных трубопроводов диаметром 325 и 377 мм с давлением среды 38,0 МПа применяются хомуты для крепления опоры к трубам (см. рис. 6-8). Для вертикальных трубопроводов на указанные параметры применяются специальные хомутовые подвески (см. рис. 6-9) из полосовой стали. Упоры из той же марки стали, что и трубы, устанавливаются на монтаже по торцевым плоскостям хомута и привариваются к трубе.

Для всех остальных труб применяется приварка конструкций непосредственно к трубам. Если опора крепится к балке (см. рис. 6-7), а последняя подвешивается к несущим конструкциям, то корпус опоры выполняется аналогично корпусу для неподвижных опор. В тех случаях, когда подвеска крепится непосредственно к трубопроводу с температурой до 440°С, применяются приварные плавники к трубам (см. рис. 6-6,*б*).

Тяги подвесок выполняются с шарнирами и резьбовыми участками для крепления их к несущим конструкциям и перекрытиям зданий, а также с муфтами (талрепами) для регулирования высоты.

Особо тщательно должна производиться приварка плавника к трубе, чтобы обеспечить надежность крепления трубопровода. Для некоторых трубопроводов с p_y 6,4 МПа плавники привариваются к трубам через накладки.

Подвески горизонтальных труб выполняются разных типов (рис. 6-6). Наиболее характерными являются жесткие подвески с одной тягой или регулируемой муфтой. Подвижные подвески комплектуются блоками с одной пружиной или двумя пружинами, расположенными вертикально или под углом, причем угол не должен превышать 70°. Пружины могут быть установлены на опорной поверхности несущей конструкции.

Подвески со сдвоенными пружинами дают возможность при больших вертикальных перемещениях трубопроводов вместо двух пружинных блоков устанавливать один с двумя пружинами, что значительно упрощает

осуществление подвески и сокращает количество соединений тяг между собой.

Пружинные опоры и подвески придают эластичность трубопроводу при его работе, они устанавливаются на вертикальных участках в местах подключения трубопроводов к механизмам и агрегатам, а также и на горизонтальных участках, где это необходимо по условиям работы трубопроводов.

При правильном подборе пружин обеспечивается беспрепятственное перемещение трубопровода, пружины полностью принимают на себя массу заданного участка и возникающих усилий при тепловом перемещении трубопровода. Каждая установленная опора перемещается на величину теплового расширения участка трубопровода, которая должна строго учитываться при проектировании опоры и подвески.

Правильная расстановка пружинных опор и подвесок и подбор пружин с учетом нагрузок в рабочем и нерабочем состоянии трубопровода, величин и направлений тепловых перемещений участков трубопроводов и правильная первоначальная нагрузка пружин при нерабочем состоянии трубопроводов имеют главное и решающее значение для надежной работы пружинных опор и подвесок, предохранении труб и конструкций от чрезмерно высоких напряжений в материале. По междуведомственным нормалям конструкции пружинных подвесок сведены к двенадцати типам, а детали унифицированы и соответственно имеют ту же конструкцию, что и конструкции опор и подвесок для трубопроводов соответствующих диаметров.

Тип подвески выбирается проектирующей организацией в зависимости от нагрузки на подвеску и условий прохождения трассы трубопровода. Пружинные опоры и подвески должны иметь приспособления для регулирования сжатия пружин.

Пружины выбираются и устанавливаются индивидуально для каждой опоры и подвески согласно проекту. В рабочем проекте указываются нагрузка на пружину, направление перемещения участка трубопровода у места установки пружины, тип и номер пружины, высота пружины после окончания монтажа трубопровода, степень сжатия пружин, а также высота пружин в рабочем состоянии трубопровода. Указанные в проекте высоты пружин в рабочем и нерабочем состоянии трубопроводов

должны полностью выдерживаться как в процессе монтажа, так и во время эксплуатации. Перегрузка пружин может служить причиной вибрации трубопроводов, а ослабление пружин с передачей нагрузки на агрегаты — причиной расцентровки агрегатов и появления вибрации механизмов. Как перегрузка, так и недогрузка пружин приводят к увеличению напряжений в материале труб, пружин и опорных конструкций.

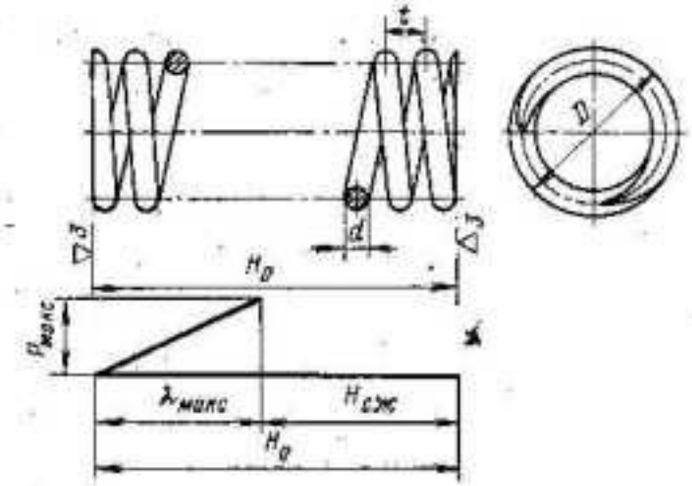


Рис. 6-14. Пружина цилиндрическая винтовая.

Выбор пружин производится по максимальному прогибу и максимально допускаемой нагрузке. По величине прогиба пружины делятся на две группы: к первой группе относятся пружины с максимальным прогибом 140 мм, к второй группе — с прогибом 70 мм (рис. 6-14). По допускаемой нагрузке каждая группа пружин делится на десять номеров. Максимально допускаемая нагрузка в порядке возрастания номеров для пружин I и II группы одинакова (табл. 6-1, 6-2).

Для выбора группы и номера необходимо знать: нагрузку на пружину от веса участка трубопровода в рабочем состоянии и перемещение точки крепления трубопровода от его теплового расширения при переходе из нерабочего состояния в рабочее.

На основании исходных данных определяют: 1) группу пружин; 2) номера пружин; 3) высоту пружин при рабочем состоянии трубопровода $H_{раб}$; 4) высоту пружин при монтаже трубопровода, зависящую от предварительного натяга пружины $H_{монт}$.

Таблица 6-F

Обозначение	Блоки пружин по МВН 182-65: Диаметр бака по МВН 045-63	Диаметр бака по МВН 1785-64	Диаметр бака по МВН 1867-65	Обозначение по МВН 182-65	Допускаемая нагрузка $P_д$, Н	Высота пружины в свободном состоянии $H_о$, мм
	$\lambda_{макс}$=210 мм			С прогибом пружины $\lambda_{макс}$=140 мм		
01	495	1630	770	01	8150	345
02	645		1070	02	11 550	405
03	625		1050	03	15 620	373
04	750	1835	940	04	20 500	413
05	580	1840	920	05	24 200	457
06	720		1290	06	34 200	507
07	745		1120	07	46 200	543
08	700	1855	1260	08	57 200	473
09	1020		1330	09	34 200	507
10	990	2070	1490	10	46 200	543
11	960		1420	11	57 200	473
12	1010	2075	1510	—	—	—
13	420	1630	—	12	8150	184
14	390		—	13	11 550	216
15	380		—	14	15 620	203

Характеристика блоков пружин

Обозначение	Блоки пружин по МВН 045-63; 1785-64 и 1867-65: Допускаемая нагрузка P, Н	Допускаемая нагрузка при полной разгрузке пружины, Н	Высота пружины в свободном состоянии $H_о$, мм	Диаметр тяги d, мм
	С прогибом пружины $\lambda_{макс}$=140			
01	970	3500	242	M10
02	1970		303	
03	2920		322	
04	4500	5000	394	M12
05	8150	16 500	345	M16
06	11 550		405	
07	15 000**		373	
08	20 500	26 000	413	M20
09	24 200		497	
10	34 200	37 500	507	M24
11	45 000	50 000	543	M27
12	55 000	60 000	473	M30
13	970	3500	120	M10
14	1970		158	
15	2920		168	

Продолжение табл. 6-1

Обозначение	Блоки пружин по МВН 152-65: Допускаемая нагрузка P, Н	Высота пружины в свободном состоянии H_0, мм	Диаметр тяги d, мм
	С пробоем пружины $\lambda_{макс}$=140 мм		
	Обозначение по МВН 152-65		
16	15	225	M12
17	16	268	M16
18	17	276	
19	18	296	
20	19	264	M20
21	20	276	
22	21	296	M24
23	22	264	M27
24			M30

Обозначение	Блоки пружин по МВН 045-63; 1785-64 и 1867-65: Допускаемая нагрузка P, Н	Допускаемая нагрузка при разгрузке пружины, Н	Высота пружины в свободном состоянии H_0, мм	Диаметр тяги d, мм
	С пробоем пружины $\lambda_{макс}$=140			
16	4500*	5000	206	M12
17	8150	16 500	184	M16
18	11 550		216	
19	15 000**		203	
20	20 500	26 000	225	M20
21	24 200		268	
22	34 200	37 500	276	M24
23	45 000	50 000	296	M27
24	55 000	60 000	264	M30

Обозначение	Блоки пружин по МВН 045-63; 1785-64 и 1867-65: Длина блока по МВН 045-63	Длина блока по МВН 1785-64	Длина блока по МВН 1867-65
	$\lambda_{макс}$=210 мм		
16	540	1635	—
17	540	1540	—
18	505		1500
19	520		1350
20	490	1655	1670
21	650		1700
22	720	1870	1660
23	700		1670
24	720	1875	1700

* Прогиб $\lambda_{макс}$ соответствует нагрузке 5140 Н.
** Прогиб $\lambda_{макс}$ соответствует нагрузке 95 620 Н. Рабочая осадка пружины не должна превышать $\lambda_{макс}$=130 мм при $\lambda_{макс}$=140 мм и $\lambda_{макс}$=60 мм при $\lambda_{макс}$=70 мм.

Таблица 6-2

Пружины цилиндрические винтовые

Обозначение	Блоки пружин по МВН 045-63; 1785-64 и 1867-65: Допускаемая рабочая нагрузка P, Н	Диаметр прутка d, мм	Внутренний диаметр пружины D, мм	Блоки пружин МВН 152-65: Высота пружины в свободном состоянии H_0, мм: номинальная	допускаемое отклонение	Число витков: рабочих n	полное n_1
Прогиб при допускаемой рабочей нагрузке $\lambda_{макс}$=140 мм							
01-ОН24-3-188-67	1280	10	93	270	+7 −2	10	12
02-ОН24-3-188-67	2780	12		284		9	11
03-ОН24-3-188-67	5340	16	113	308		8	10
04-ОН24-3-188-67	8160	18		327			
05-ОН24-3-188-67	11 900	20		346	+9 −3		
06-ОН24-3-188-67	16 660	22		365			
07-ОН24-3-188-67	20 050	24		414		9	11
08-ОН24-3-188-67	26 860	28		399		7	9
09-ОН24-3-188-67	33 250	32	138	507		9	11
10-ОН24-3-188-67	40 800	34		528	+11 −9		
11-ОН24-3-188-67	49 550	36		549			
12-ОН24-3-188-67	59 600	40	165	502		7	9
Прогиб при допускаемой рабочей нагрузке $\lambda_{макс}$=70 мм							
13-ОН24-3-188-67	1280	10	93	143	+4,5 −1,5	5	7
14-ОН24-3-188-67	2780	12		151		4,5	6,5
15-ОН24-3-188-67	5340	16	113	166		4	6
16-ОН24-3-188-67	8160	18		177			
17-ОН24-3-188-67	11 900	20		188			
18-ОН24-3-188-67	16 660	22		199	+5,5 −1,5		
19-ОН24-3-188-67	20 050	24		225		4,5	6,5
20-ОН24-3-188-67	26 860	28		221		3,5	5,5
21-ОН24-3-188-67	33 250	32	138	277		4,5	6,5
22-ОН24-3-188-67	40 800	34		289	+7 −2		
23-ОН24-3-188-67	49 550	36		301			
24-ОН24-3-188-67	59 600	40	165	284		3,5	5,5

При тепловом перемещении до 25 мм берутся пружины II группы, а при перемещении от 26 до 50 мм — I группы.

При тепловом перемещении более 50 мм принимается несколько пружин с тем расчетом, чтобы сумма сочетаний чисел 25 и 50 мм была равной или ближайшей большей величины перемещения, которая распределяется на каждую из выбранных пружин поровну.

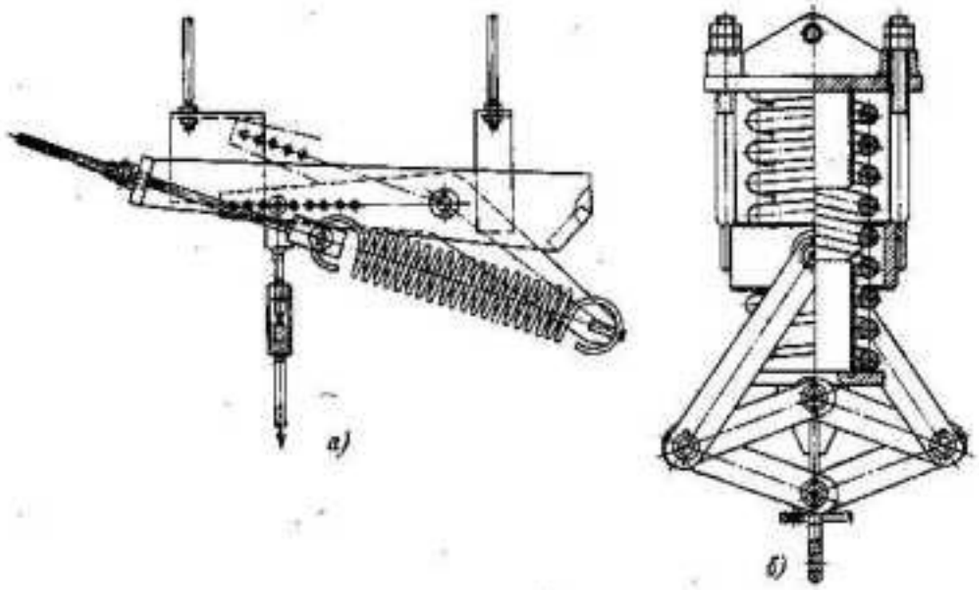


Рис. 6-15. Рычажно-пружинная опора с двумя пружинами.
а — на растяжение; *б* — контчная опора.

В связи с тем, что во время работы трубопровода могут возникать перегрузки соседних опор и подвесок, тепловое перемещение не должно превышать 35% $\lambda_{макс}$.

Пружинные опоры и подвески имеют значительные преимущества по сравнению с обычными опорами и подвесками, но есть также и недостатки: 1) изменение характеристики нагрузки пружин; 2) ограничение движения в результате потери нагрузки, т. е. могут поддерживать заданную нагрузку только в пределах ограниченного перемещения трубопровода. Поэтому не везде обычные пружинные опоры и подвески выполняют свое назначение, особенно в местах переходов трубопроводов от вертикальных к горизонтальным участкам и в местах больших перемещений трубопроводов.

В местах переходов от вертикального положения трубопровода в горизонтальное и других участках трубопроводов более надежная работа трубопровода обеспечивается при установке пружинных опор и подвесок постоянной нагрузки, у которых нагрузка на пружины изменяется в пределах не более ±5% (рис. 6-15).

Выбор пружин для опор и подвесок трубопроводов производится по нагрузке от массы трубопровода в холодном состоянии и фактической рабочей нагрузке с учетом заданного вертикального перемещения поддерживаемой ими точки трубопровода при его нагреве. Схема работы пружин приведена на рис. 6-16.



Рис. 6-16. Схема работы пружины.
а — перемещение трубопровода вниз; *б* — перемещение трубопровода вверх.

Расчет производится по формуле

$$P_{раб} = P_{хол} + P_{макс}, \qquad (6\text{-}2)$$

где $P_{раб}$ — нагрузка на пружину при рабочем состоянии трубопровода, Н; $P_{хол}$ — нагрузка на пружину при холодном трубопроводе, Н; $P_{макс}$ — нагрузка при максимально возможном сжатии пружины, Н.

Величина относительного прогиба:

$$m = \frac{\Delta y_{гор}}{\lambda_{макс}}, \qquad (6\text{-}3)$$

где $\Delta y_{гор}$ — деформация (прогиб) пружины при нагреве трубопровода, мм; $\lambda_{макс}$ — максимальный прогиб пружины, мм.

Для пружин, изготовленных по МВН, с целью избежания перегрузки соседних опор при монтаже трубопровода разрешено принимать $\Delta y_{гор} = 0 \div 0{,}35$, что приводит к тому, что пружины по МВН с максимально допустимым прогибом $\lambda_{макс} = 70$ мм фактически можно приме-

нять при вертикальных тепловых перемещениях трубопровода $\Delta y_{гор}=0\div25$ мм, а пружины по МВН с $\lambda_{макс}=140$ мм при $\Delta y_{гор}=26\div50$ мм. После выбора пружины необходимо проверить ее прогибы при различных нагружениях по формулам:

$$\Delta y_{хол}=K_{пр}P_{хол} \text{ и } \Delta y_{раб}=\Delta y_{хол}\pm\Delta y_{гор}; \quad (6\text{-}4)$$

$$H_{хол}=H_{св}-\Delta y_{хол} \text{ и } H_{гор}=H_{св}-\Delta y_{раб}, \quad (6\text{-}5)$$

где $\Delta y_{хол}$ — сжатие пружины холодным трубопроводом, мм; $\Delta y_{раб}$ — сжатие пружины нагретым трубопроводом, мм; $H_{хол}$ — высота пружины при холодном трубопроводе, мм; $H_{св}$ — высота пружины, взятая по сортаменту, мм; $H_{гор}$ — высота пружины при нагретом трубопроводе, мм; $K_{пр}$ — коэффициент пружины, мм/Н.

Для трубопровода, перемещающегося при нагреве вниз при выборе пружины, должно быть соблюдено условие $H_{гор}>1{,}5\,H_{сж}$, а для трубопровода, перемещающегося при нагреве вверх, должно быть $H_{хол}>1{,}05\,H_{сж}$, причем $H_{сж}=d(n-1)+d$ — длина пружины, сжатой до соприкосновения витков; число 1,05 — коэффициент запаса; n — полное количество витков; d — диаметр прутка пружины, мм.

Пример 1. Выбрать пружины для подвески трубопровода при $P_{хол}=14\,000$ Н. После нагрева трубопровод переместился на $\Delta y_{гор}=15$ мм.

Решение. По сортаменту на пружины для опор и подвесок трубопроводов (по МВН) принимаем пружину МВН 049-17 (с ближайшей нагрузкой $P_{макс}$ 15 620 Н); $K_{пр}=0{,}0045$, диаметр прутка 22 мм, диаметр пружины 160 мм, число рабочих витков 4, число полных витков 6, свободная высота пружины $H_{св}=203$ мм, $\lambda_{макс}=70$ мм. Для этой пружины деформация составит:

$$m=\frac{15}{70}=0{,}215;$$

$$P_{раб}=14\,000+0{,}215\cdot15\,620=17\,360 \text{ Н}.$$

Так как для пружины $P_{раб}>P_{макс}$, то выбранная пружина не подходит по нагрузке.

Принимаем следующую по нагрузке пружину по МВН 049-18, для которой $P_{макс}=20\,500$ Н, $K_{пр}=0{,}00342$, $\lambda_{макс}=70$ мм, $H_{св}=225$ мм.

Диаметр прутка 24 мм, полное число витков 6,5, рабочее число витков 4,5, диаметр пружины 160 мм.

$$P_{раб}=14\,000+0{,}215\cdot20\,500=14\,000+4420=18\,420 \text{ Н}.$$

Выбранная пружина удовлетворяет условию

$$P_{раб}<P_{макс}.$$

Проверка прогиба пружины при ее нагружении показывает:

$$\Delta y_{хол}=K_{пр}P_{хол}=0{,}00342\cdot14\,000=48 \text{ мм};$$
$$\Delta y_{раб}=\Delta y_{хол}+\Delta y_{гор}=48+15=63 \text{ мм};$$
$$H_{хол}=H_{св}-\Delta y_{хол}=225-48=177 \text{ мм};$$
$$H_{гор}=H_{св}-\Delta y_{раб}=225-63=162 \text{ мм};$$
$$H_{св}=24\,(6{,}5-1)+24=156 \text{ мм};$$
$$\frac{H_{гор}}{H_{сж}}=\frac{162}{156}=1{,}035.$$

Следовательно, по прогибу пружина подходит.

Пример 2. Выбрать пружину для пружинной подвески трубопровода при $P_{хол}=25\,000$ Н и перемещении трубы при нагреве вверх на $\Delta y_{гор}=40$ мм.

Решение. По сортаменту на пружины для опор и подвесок трубопроводов (по МВН) выбирают пружину МВН 049-09, для которой $P_{макс}=24\,200$ Н, $\lambda_{макс}=140$ мм, $H_{св}=497$ мм, $\Delta y_{гор}^{макс}=26\div50$ мм и $K_{пр}=0{,}0058$ мм/Н.

Для этой пружины $m=\frac{40}{140}=0{,}285$ и $P_{раб}=25\,000-0{,}285\times24\,200=18\,100$ Н.

Так как $P_{раб}<P_{макс}$, пружина МВН 049-10 выбрана правильно. Проверка прогиба:

$$\Delta y_{хол}=0{,}0058\cdot25\,000=145 \text{ мм};$$
$$\Delta y_{раб}=145-40=105 \text{ мм};$$
$$H_{хол}=497-145=352 \text{ мм};$$
$$H_{гор}=497-105=392 \text{ мм}; \quad H_{сж}=26(13-1)+26=338 \text{ мм};$$
$$\frac{H_{хол}}{H_{сж}}=\frac{352}{338}=1{,}043<1{,}05,$$

следовательно, выбранная пружина по нагрузке и жесткости подходит.

Пример 3. Выбрать пружину для опоры трубопровода нагруженной $P_{хол}=12\,000$ Н при вертикальном перемещении $\Delta y_{гор}=60$ мм вниз.

При вертикальных перемещениях трубопроводов $\Delta y_{гор}>\pm50$ мм применяют последовательную установку двух и более пружин. При выборе числа и группы таких пружин необходимо, чтобы сумма сочетаний допускаемых ими максимальных тепловых прогибов $\Delta y_{раб}^{макс}$ 25 и 50 была равна или превышала требуемую величину $\Delta y_{гор}$, которая затем распределяется на каждую из выбранных пружин пропорционально значениям $\lambda_{макс}$.

Решение. Для этого примера при $\Delta y_{гор}=60$ мм и при вертикальном перемещении выбираем две пружины на разрешенный прогиб 25 и 50 мм, что в сумме дает 50+25=75 мм, т. е. больше по заданию требуемой величины.

Пружина первая по МВН 049-07 на $P_{макс}=15\,620$ Н, $\lambda_{макс}=140$ мм, $\Delta y_{гор}^{макс}=50$ мм и $K_{пр}=0{,}0090$ мм/Н.

Пружина вторая по МВН 049-17 на $P_{\text{макс}} = 15\,620$ Н, $\lambda_{\text{макс}} = 70$ мм, $\Delta y_{\text{гор}}^{\text{макс}} = 25$ мм и $K_{\text{пр}} = 0{,}0045$ мм/Н, $H_{\text{св}} = 203$ мм.

Распределив между обеими пружинами (пропорционально их полной гибкости $\lambda_{\text{макс}}$) требуемую величину суммарного перемещения трубопровода (60 мм), находим для первой пружины:

$$\Delta y'_{\text{гор}} = \frac{60 \cdot 50}{75} = 40 \text{ мм}; \; m_1 = \frac{40}{140} = 0{,}286;$$

$$P_{\text{раб}} = 12\,000 + 0{,}286 \cdot 15\,620 = 16\,480 \text{ Н}.$$

Для второй пружины:

$$\Delta y''_{\text{гор}} = \frac{60 \cdot 25}{75} = 20 \text{ мм}; \; m_1 = \frac{20}{140} = 0{,}143;$$

$$P''_{\text{раб}} = 12\,000 + 0{,}143 \cdot 15\,620 = 14\,240 \text{ Н}.$$

Для пружины первой $P_{\text{раб}} > P_{\text{макс}}$. Следовательно, пружина выбрана неправильно.

Необходимо взять следующий больший номер пружины по МВН, т. е. выбрать первую пружину по МВН 049-08 с $P_{\text{макс}} = 20\,500$ Н, $\lambda_{\text{макс}} = 140$ мм, $K_{\text{пр}} = 0{,}0068$ мм/Н, $H_{\text{св}} = 413$ мм.

Для второй пружины $P_{\text{раб}} < P_{\text{макс}}$, следовательно, вторая пружина выбрана по нагрузкам правильно.

Для первой пружины, выбранной по МВН 049-10,

$$P_{\text{раб}} = 12\,000 + 0{,}286 \cdot 20\,500 = 17\,860 \text{ Н},$$

$P_{\text{раб}} < P_{\text{макс}}$, т. е. пружина выбрана правильно.

Проверяем пружины по прогибу.

Для первой пружины:

$$\Delta y'_{\text{хол}} = 0{,}0068 \cdot 12\,000 = 82 \text{ мм};$$

$$\Delta y'_{\text{раб}} = 82 + 40 = 122 \text{ мм};$$

$$H'_{\text{хол}} = 413 - 82 = 331 \text{ мм};$$

$$H'_{\text{гор}} = 413 - 120 = 293 \text{ мм};$$

$$H'_{\text{сж}} = 24(11 - 1) + 24 = 264 \text{ мм};$$

$$\frac{H'_{\text{гор}}}{H'_{\text{сж}}} = \frac{293}{264} = 1{,}11 > 1{,}05.$$

Для второй пружины:

$$\Delta y''_{\text{хол}} = 0{,}0045 \cdot 12\,000 = 54 \text{ мм};$$

$$\Delta y''_{\text{раб}} = 54 + 20 = 74 \text{ мм};$$

$$H''_{\text{хол}} = 203 - 54 = 149 \text{ мм};$$

$$H''_{\text{гор}} = 203 - 74 = 129 \text{ мм};$$

$$H''_{\text{сж}} = 22(6 - 1) + 22 = 132 \text{ мм};$$

$$\frac{H''_{\text{гор}}}{H''_{\text{сж}}} = \frac{129}{132} = 0{,}98.$$

Среднее отношение прогибов для пружин

$$\frac{H_{\text{гор}}}{H_{\text{сж}}} = \frac{1{,}11 + 0{,}98}{2} = 1{,}05.$$

При параллельной установке нескольких пружин в одной опоре суммарная нагрузка делится на каждую из них поровну и каждая из них прогибается на полную величину перемещения поддерживаемого ими трубопровода.

При последовательной установке в одной опоре нескольких пружин каждая из них работает с полной нагрузкой, а общий прогиб распределяется между всеми пружинами пропорционально их гибкости (величине $\lambda_{\text{макс}}$).

Технические требования к пружинам. Пружины изготовляются из стали круглого сечения повышенной прочности прокатки по ГОСТ 2590-71. Марки стали 60С2 (допускается 60С2А) по ГОСТ 14959-69.

В производство допускаются стали, имеющие сертификат завода-поставщика. В случае отсутствия сертификата контроль стали производится заводом-изготовителем в соответствии с действующими стандартами. Размеры и допуски пружин должны соответствовать табл. 6-1.

Обмер наружного диаметра пружины производится в трех местах; по концам и в середине, причем мерительный инструмент должен быть в положении, перпендикулярном оси пружины, и захватывать одновременно не менее двух витков.

Отклонение от количества рабочих витков не должно составлять более ±0,5 витка для пружин с числом рабочих витков до 12 и ±0,25 витка для пружин с числом рабочих витков до 6. Зазоры между витками пружины в свободном состоянии должны быть равномерными. Неравномерность зазоров между отдельными витками допускается не более 10% теоретического зазора $(t - d)$.

Обмер высоты пружины в свободном состоянии производится в горизонтальном положении на плите. Делается не менее трех замеров в разных положениях пружины, при этом ось мерительного инструмента должна быть параллельна оси пружины.

Опорные витки пружины должны быть поджаты к рабочим виткам. Зазоры между концами опорных витков и рабочими витками не должны превышать $^1/_4$ зазора между рабочими витками.

Опорные поверхности пружины для обеспечения плотного прилегания к плоскости должны быть выравнены на длине примерно $^3/_4$ витка от концов.

Они должны быть перпендикулярны ее оси. Отклонение оси пружины от перпендикуляра к ее опорной плоскости допускается не более 2% свободной высоты пружины. Допускается незначительное покачивание в пределах этого допуска.

Витки пружины не должны выходить за пределы как наружного, так и внутреннего ее диаметров более чем на 2% наружного диаметра пружины.

Каждую пружину подвергают наружному осмотру и обмеру. Пружины, не удовлетворяющие требованиям указанных пунктов, бракуются.

Все пружины, признанные годными, подвергаются испытанию на прогиб под допускаемой нагрузкой $P_{\text{макс}}$.

Признаются годными пружины с отклонениями от прогиба $\lambda_{макс}$, приведенными ниже в таблице.

Диаметр прутка, мм	Обычные пружинные подвески		Пружинные блоки постоянного усилия	
	<10 витков	>10 витков	<10 витков	>10 витков
	Отклонения (±), %			
7 и 9	14	12	8	7
10—40	12	10	7	6

Пружины, не удовлетворяющие этим требованиям, бракуются. Пружины, выдержавшие испытание, маркируются с указанием фактического прогиба при расчетной нагрузке.

6-5. НЕПОДВИЖНЫЕ ОПОРЫ

Неподвижные опоры выполняются в основном в двух модификациях: 1) хомутовые опоры — с одним или двумя хомутами из круглой стали (см. рис. 6-1,*а*, *б*) для паропроводов наружным диаметром от 57 до 465 мм с температурой 540 и 570°С, а также для питательных трубопроводов наружным диаметром 325 и 377 мм с давлением 38,0 МПа; 2) приварные неподвижные опоры (см. рис. 6-1,*в*), которые применяются для паропроводов с температурой пара ниже 540°С и всех других трубопроводов.

Неподвижные опоры, ближайшие к заглушкам, поворотам трассы и к задвижкам, рассчитаны на восприятие сил распора. На промежуточных неподвижных опорах силы гидравлического распора взаимно уравновешиваются.

Корпуса и хомуты неподвижных опор должны плотно прилегать к поверхности трубы и при затяжке хомутов должно исключаться проскальзывание труб в хомутах во время теплового расширения трубопровода. При проверке корпуса опоры к трубе конструктивные размеры стыка и качество сварки должны обеспечивать восприятие усилий, возникающих при тепловом расширении трубопровода.

Для паропроводов, изготовленных из хромомолибденовых сталей, корпуса и хомуты опор, а также упорные сухарики, привариваемые к трубам, должны быть изготовлены из хромомолибденовых или других слаболегированных сталей. Если паропровод изготовлен из аустенитных сталей, то корпус и хомуты с гайками должны быть изготовлены из аустенитных сталей. С целью экономии дорогостоящих аустенитных сталей корпуса и хомуты изготовляются из углеродистой или слаболегированной стали, но в таких случаях под хомуты и корпуса подкладываются полоски толщиной 3—4 мм из аустенитной стали.

Корпуса неподвижных опор должны быть надежно прикреплены болтами или электросваркой к строительным конструкциям.

Неподвижные опоры должны воспринимать на себя: 1) массу трубопровода, тепловой изоляции и среды; 2) компенсационные усилия и моменты сил, возникающих при тепловых удлинениях трубопровода; 3) распорные усилия в момент закрытия арматуры, а также тупиковых участков трубопровода; 4) гидравлические удары. При определении суммарных усилий на концевые неподвижные опоры принимается геометрическая сумма всех действующих сил на опору, а на промежуточные неподвижные опоры — разность сил, действующих с каждой стороны неподвижной опоры, причем меньшая сила принимается с коэффициентом 0,7. Для уравновешенных и промежуточных опор суммарная горизонтальная сила на неподвижную опору принимается равной силе, действующей с одной стороны опоры с коэффициентом 0,3. Для выявления максимальной расчетной осевой силы на неподвижную опору от одного трубопровода определяются суммарные силы при нагревании и охлаждении трубопровода, а при наличии запорной арматуры — дополнительно при работе трубопровода с открытой и закрытой арматурой. При закрытой задвижке подсчет сил производится, как для концевой неподвижной опоры, и противодействие участка трубопровода, расположенного по другую сторону задвижки, в расчете не учитывается. Боковые силы на неподвижные опоры возникают при наличии поворотов и ответвлений трубопроводов и определяются как сумма упругих сил, передаваемых ответвлениями и участками, где имеются повороты. За расчетную силу принимается передаваемое на неподвижную опору самое большое усилие. Усилие, передаваемое на конструкцию неподвижных опор, при прокладке нескольких трубопроводов подсчитывается как сумма передаваемых усилий от всех трубопроводов.

Глава седьмая

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ ТРУБОПРОВОДОВ

7-1. УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ И АРМАТУРЫ НА ЧЕРТЕЖАХ

В связи с тем, что на чертежах трубопроводов невозможно изобразить связи между всеми агрегатами электростанции, прибегают к схематическому изображению трубопроводов (рис. 7-1). На схемах трубопроводы изображаются условными обозначениями, приведенными в табл. 7-1. Эти схемы вычерчиваются не в масштабе.

7-2. ОСОБЕННОСТИ ИЗОБРАЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ НА ЧЕРТЕЖАХ

Полный комплект чертежей трубопроводов состоит из: 1) компоновочных чертежей трубопроводов; 2) схемы трубопроводов; 3) рабочих чертежей.

На всех схемах и чертежах трубопроводов указывают арматуру и оборудование согласно принятым условным обозначениям.

Трубопроводы на компоновочных чертежах и чертежи отдельных трубопроводов вычерчиваются в масштабе в виде двух параллельных линий с нанесением обозначений арматуры, фасонных частей трубопроводов, опор и подвесок, а также контуров оборудования в трех или в двух проекциях.

На чертежах трубопроводы изображаются в плане по отдельным отметкам и в нескольких разрезах в зависимости от сложности и конфигурации трубопроводов, даются также чертежи отдельных узлов трубопровода. Трубопроводы диаметром 100 мм и меньше изображаются в виде трассировочных схем.

На чертежах и схемах все оборудование и детали трубопроводов занумерованы, эта же нумерация дается и в спецификациях.

Некоторыми проектными организациями чертежи всех трубопроводов выполняются в аксонометрии в виде одной линии с условным обозначением арматуры и фасонных деталей трубопроводов с указанием размеров и номеров деталей. К этим чертежам прилагаются спецификации.

Рис. 7-1. Пример применения условных обозначений на схемах.

1 — парогенератор; *2* — турбогенератор; *3* — конденсатор; *4* — подогреватель; *5* — эжектор; *6* — подогреватель *1* ступени; *7* — конденсатор испарителя; *8* и *9* — подогреватель *II* ступени; *10* и *11* — подогреватель высокого давления; *12* и *13* — испаритель; *14* и *15* — деаэратор; *16* — подогреватель 12 кгс/см²; *17* — охладитель; *18* — расширитель; *19* — подогреватель тепловой сети.

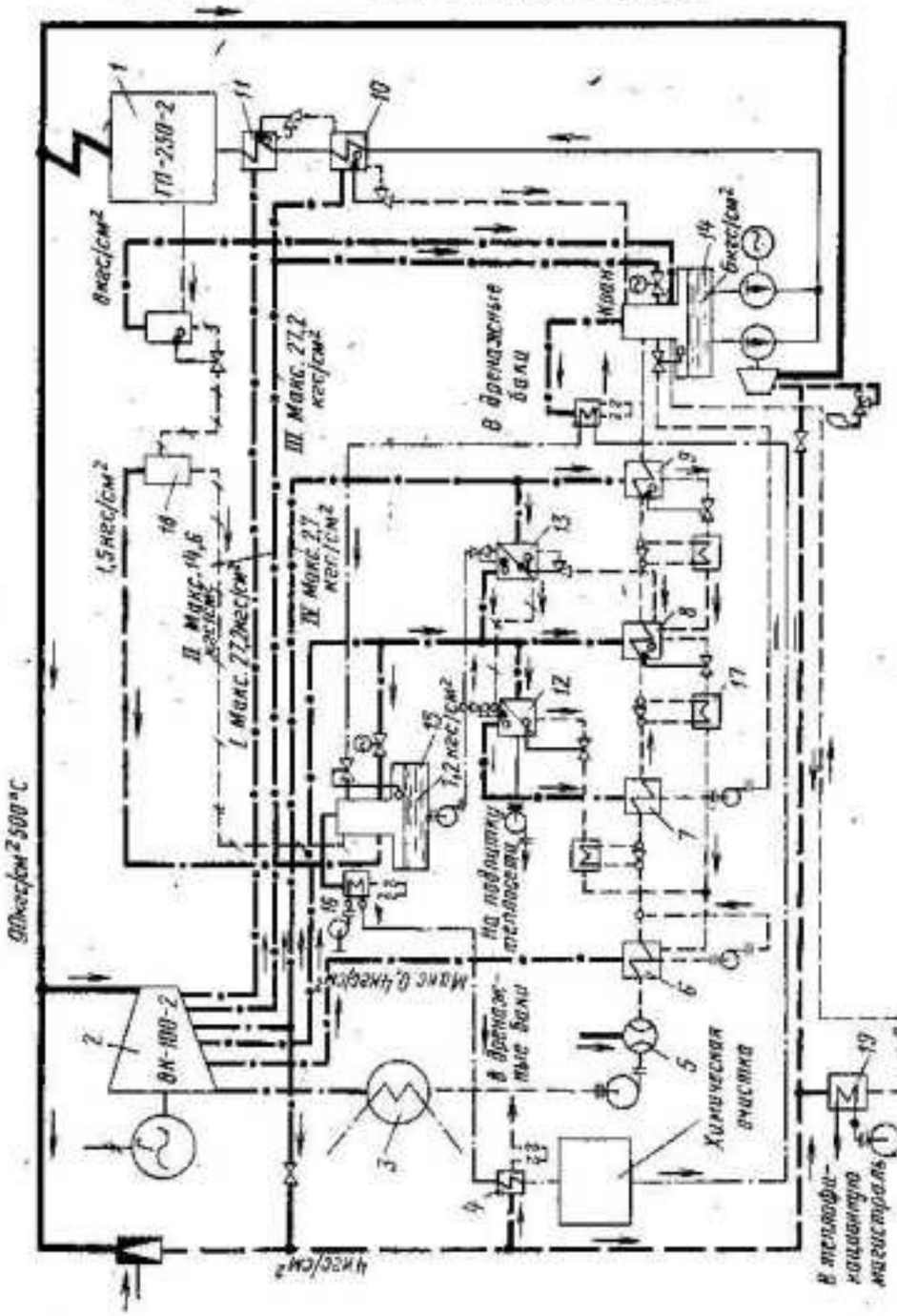


Таблица 7-1

Условные обозначения трубопроводов

№ п. п.	Наименование среды трубопровода	Условное обозначение
1	Пар (общее обозначение)	
2	Пар свежий	
3	Пар производственного и теплофикационного отборов (противодавление)	
4	Пар переменного давления нерегулируемых отборов, растопочных линий	
5	Пар замасленный	
6	Конденсат	
7	Конденсат замасленный	
8	Дренаж	
9	Вода питательная	

Продолжение табл. 7-1

№ п. п.	Наименование среды трубопровода	Условное обозначение
10	Вода сырая	
11	Вода сетевая подпиточная, собственных нужд	
12	Непрерывная продувка	
13	Периодическая продувка	
14	Импульсы регулирующие	
15	Воздух	
16	Газ	
17	Масло	
18	Жидкое топливо	
19	Вода осветленная	

Продолжение табл. 7-1

№ п. п.	Наименование среды трубопровода	Условное обозначение
20	Вода химически очищенная	X
21	Вода промывочная	П
22	Раствор кислоты	К
23	Вода подкисленная	К
24	Раствор щелочи	Щ
25	Раствор соли	С
26	Вода подсоленная	С
27	Раствор фосфата	Ф
28	Раствор сульфата	S

Продолжение табл. 7-1

№ п. п.	Наименование среды трубопровода	Условное обозначение
29	Раствор коагулянта	Г
30	Известковое молоко	И
31	Магнезитовое молоко	М
32	Раствор извести	И
33	Н-катионированная вода	Н
34	Na-катионированная вода	N

Исполнительные схемы отдельных трубопроводов, как правило, вычерчиваются в аксонометрии с условным обозначением арматуры, фасонных частей и оборудования. На этих схемах наносятся фактические размеры, места расположения стыков, арматуры, фасонных частей трубопроводов и контрольные участки для замера ползучести металла.

К проекту трубопровода составляется заглавный лист, который является составной частью проекта.

7-3. СОСТАВ РАБОЧЕГО ПРОЕКТА ТРУБОПРОВОДОВ

Рабочий проект трубопроводов состоит из следующих технических документов:

1) заглавные листы к узлам трубопроводов;

2) монтажно-сборочные чертежи со спецификациями блоков и деталей, не входящих в блоки, перечни опор и приводов;

3) монтажно-трассировочные чертежи со спецификациями деталей трубопроводов и металла для крепления трубопроводов;

4) монтажные схемы со спецификациями;

5) чертежи нормализованных деталей трубопроводов;

6) чертежи блоков трубопроводов со спецификациями;

7) монтажные чертежи опор и подвесок со спецификациями;

8) рабочие чертежи лестниц, площадок и опорных конструкций трубопровода;

9) монтажные чертежи дистанционных приводов со спецификациями;

10) схемы дренажей и воздушников;

11) сводная спецификация;

12) сводный заглавный лист.

Для трубопроводов, работающих с температурой среды $t \geqslant 300°C$ и давлением $p_{раб} \geqslant 2{,}2$ МПа, кроме перечисленной технической документации добавляется схема расположения реперов и указателей тепловых перемещений.

На рабочих чертежах трубопроводов $D_н \geqslant 108$ мм указывается категория трубопровода, границы проектирования, холодный натяг и уклон трубопровода.

Чертежи отдельных трубопроводов (паропроводов, трубопроводов питательной воды, трубопроводов технической воды и т. д.), выполненные с указанием всех размеров, деталей, опор и подвесок, деталей контрольно-измерительных приборов и автоматики, лестниц и площадок обслуживания с привязкой оси трубопровода к строительным конструкциям, называются монтажно-сборочными чертежами.

По этим чертежам производятся работы по монтажу трубопровода. Каждый чертеж блока трубопровода $D_н \geqslant 108$ мм должен выполняться на отдельной форматке со всеми необходимыми размерами и спецификацией.

Монтажные чертежи опор и подвесок вычерчивают схематично: на них дают спецификацию нормализованных и ненормализованных деталей, указывают монтажное смещение опор, а на чертежах пружинных опор и

подвесок приводят таблицу с характеристикой пружин (высота и нагрузка пружины в рабочем состоянии и при установке).

7-4. МОНТАЖНО-ТРАССИРОВОЧНЫЕ ЧЕРТЕЖИ

Чертежи трубопроводов с условным диаметром $d_у \leqslant 100$ мм выполняются проектными организациями в виде однолинейных пространственных трассировочных схем рис. 7-2 с нанесением на них обозначений оборудования, арматуры опор и подвесок, с привязкой осей трубопроводов к строительным конструкциям.

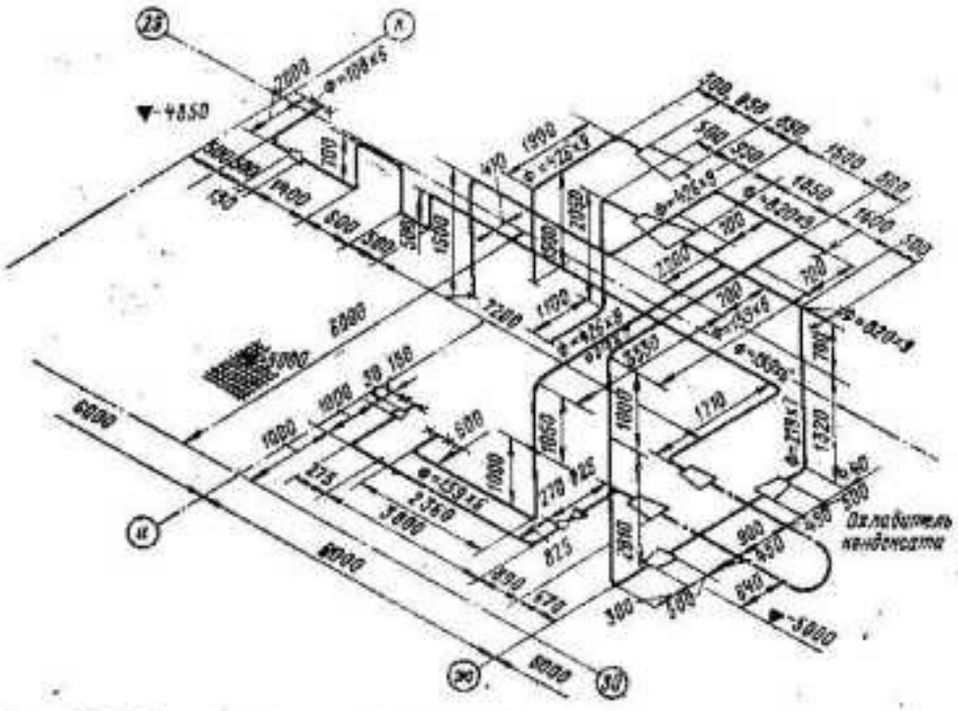


Рис. 7-2. Монтажно-трассировочный чертеж.

На этих схемах наносятся размеры всех элементов трубопроводов и указывается расстояние осей трубопровода от строительных конструкций.

На трассировочных чертежах все детали, входящие в состав трубопровода, нумеруются и дается спецификация, в которой указывается наименование всех деталей, их количество, масса и материал, из которого они изготовлены. На трассировочных схемах дается перечень (экспликация) опор и подвесок с указанием ОСТ или МВН, по которым они изготовлены.

Трассировочные чертежи входят в состав рабочего проекта, и по ним выполняются работы по монтажу трубопроводов с условным проходом $d_y \leqslant 100$ мм.

7-5. СВОДНАЯ СПЕЦИФИКАЦИЯ И ПРАВИЛА ЧТЕНИЯ ЧЕРТЕЖЕЙ И СХЕМ

Сводная спецификация к проекту трубопровода — это технический документ, включающий в себя: наименование труб, фасонные части трубопровода, арматуру, фланцы, фланцевые соединения и заглушки, крепеж, прокладочные материалы, электроды и присадочные материалы, нормализованные узлы опор и подвесок, металл для опорных металлоконструкций и ненормализованных опор, металл для лестниц и площадок обслуживания.

В спецификации приводится количество деталей, их масса, материал деталей, ГОСТ на материалы или чертежи, по которым изготовлены детали.

В сводной спецификации указывается, к какому трубопроводу она относится, и дается номер заглавного листа к проекту. Образец сводной спецификации приводится ниже.

Чтобы квалифицированно изготовить детали трубопроводов и смонтировать трубопровод, необходимо научиться читать чертежи. Прежде чем приступить к изучению чертежа, надо его правильно расположить перед собой: угловой штамп с надписями должен находиться в правом нижнем углу листа в горизонтальном положении. Из углового штампа узнают название деталей, наименование трубопровода, масштаб изображения детали или трубопровода, материал детали и ее массу в чистом виде. Числа на вертикально расположенных размерных линиях нужно читать только справа.

Затем разбирают спецификацию совместно с изображенным на чертеже изделием, для чего прочитав в спецификации все, что относится к той или иной детали, по порядковому номеру находят ее изображение на проекциях, разрезах и сечениях чертежа, а также определяют форму детали.

При чтении сборочного чертежа, у которого детали размещены на отдельных листах, узнают номер чертежа детали и по нему находят этот чертеж. Сопоставляя

чертеж детали со сборочным чертежом, определяют, как детали расположены одна относительно другой и какими способами соединены между собой.

На стандартные детали (болты, шпильки, гайки, трубы и т. д.), а также на фасонные части трубопроводов, для которых разработаны ОСТ или междуведомственные нормали (фланцы, тройники, переходы и др.), в спецификациях указывают номер соответствующего ГОСТ, ОСТ или междуведомственной нормали (МВН), по чертежам которых определяют размеры и технические условия на изготовление деталей.

При чтении схем также знакомятся с условными обозначениями каждого трубопровода, арматуры и оборудования, помещенных на схемах. На всех схемах и рабочих чертежах трубопровода указывают арматуру, которая имеется на соответствующих участках, согласно принятым условным обозначениям. На рабочих чертежах каждая фасонная часть, каждый вентиль, задвижка или какой-либо другой элемент и все прямые участки трубопровода занумерованы, а в спецификациях под тем же номером указаны все нужные размеры и масса каждой детали или даны ссылки на более подробный рабочий чертеж, ГОСТ, ОСТ или МВН.

При ознакомлении с чертежами трубопровода необходимо уточнить отметки прохождения трассы и проверить ее связь с другими трубопроводами, оборудованием или участками; установить величину и направление уклона трубопровода, наличие и места расположения неподвижных и подвижных опор, способы их крепления к конструкциям здания или к оборудованию, а также высотные отметки опор по трассе трубопровода. Особое внимание следует обратить на установку компенсаторов, холодную растяжку трубопровода, установку указателей тепловых расширений, расположение дренажей, сливных линий и заборных устройств, контрольно-измерительных приборов и автоматики. Необходимо проверить способы и конструкцию соединений отдельных деталей, а для сварных соединений — их положение на трассе, конструкцию сварных стыков и марку электродов, которые должны применяться для сварки. На чертежах необходимо прочитать все примечания проектной организации.

В примечаниях делаются ссылки на технические условия монтажа трубопровода, а также ряд других

ссылок, которые необходимо знать до того, как приступить к изготовлению или монтажу трубопровода.

Изучение проекта трубопровода необходимо начинать с заглавного листа каждого трубопровода.

Глава восьмая

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПОДГОТОВКА РАБОТ ПО МОНТАЖУ ТРУБОПРОВОДОВ

8-1. ПРОЕКТ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ (ППР)

Объем работ по монтажу трубопроводов достаточно велик и сложен, выполнение его должно быть организовано по проекту производства работ (ППР), являющемуся составной частью общего ППР монтажа тепломеханического оборудования. Правильная организация монтажных работ в значительной мере определяет качество выполняемых работ, уровень производительности труда и заработной платы рабочих, сроки окончания работ, их рентабельность и безопасные условия труда для работающих.

Монтаж трубопроводов высокого и в особенности сверхвысокого давления, главных паропроводов и питательных трубопроводов больших диаметров с толстыми стенками является технически сложным и трудоемким, требует больших трудозатрат, и технология монтажа их подлежит специальной проработке.

В проекте производства работ должны быть проработаны следующие вопросы:

1) схема и структура управления работами;

2) график выполнения работ с учетом технологии монтажа и совмещения их со строительными работами, с монтажом основного и вспомогательного оборудования, объемов предстоящих работ по монтажу трубопроводов и сроков монтажа;

3) выбор на общей сборочной площадке участка для сборки в монтажные блоки и узлы трубопроводов с учетом вспомогательных плазов и стендов, мастерских, трубогибочных площадок (рис. 8-1). Проработка вопросов складирования и хранения оборудования;

4) определение механизации работ с выбором соответствующих средств;

5) составление спецификации потребных основных и вспомогательных материалов и монтажного оборудования;

6) решение вопросов технологии монтажа трубопроводов и производства сварочных работ;

7) проработка технологических решений и схем подъема сложных узлов трубопроводов, их строповки, подвески, закрепления такелажного оборудования и приспособлений;

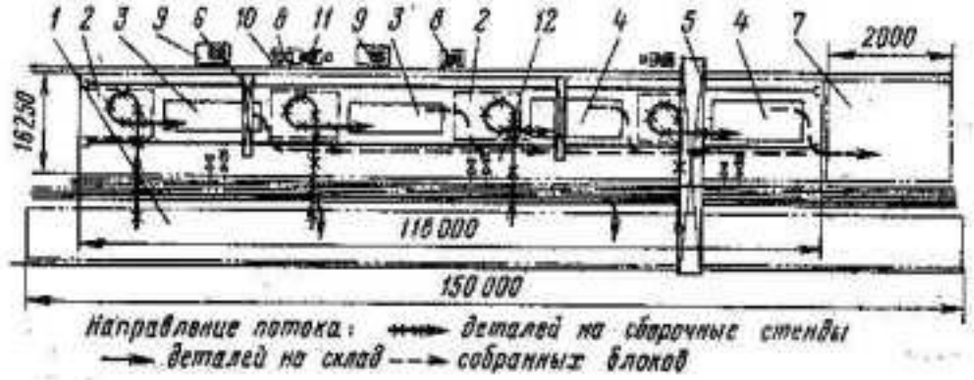


Рис. 8-1. Площадка для сборки блоков трубопроводов.

1 — основные складские площадки; *2* — промежуточное складское помещение; *3* — стенды для сборки блоков трубопроводов высокого давления; *4* — стенды для сборки блоков трубопроводов низкого давления; *5* — козловой кран грузоподъемностью 30 тс с пролетом 32 м; *6* — козловой кран $Q=2$ тс с пролетом 9 м; *7* — промежуточный склад собранных блоков; *8* — сварочные трансформаторы; *9* — установка для термообработки стыков; *10* — преобразователи постоянного тока; *11* — преобразователи высокой частоты; *12* — посты ацетилена и кислорода.

8) составление технологических карт на монтаж сложных узлов;

9) составление рекомендаций по применению инвентарных лесов, подмостей, люлек и приспособлений. Разработка чертежей сложных лесов;

10) разработка мероприятий по технике безопасности с учетом совмещенного производства работ;

11) разработка объема сдаточной технической документации.

8-2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛОЩАДЕЙ СКЛАДСКИХ ПОМЕЩЕНИЙ, ПЛОЩАДОК ХРАНЕНИЯ И СБОРОЧНЫХ ПЛОЩАДОК

Размеры складских помещений, площадок для складирования, хранения и сборки трубопроводов в блоки определяются в зависимости от массы трубопроводов,

количества монтируемых энергетических блоков в год и шага потока монтажа оборудования и выбираются в каждом конкретном случае расчетом.

Расчет площадей складов, м², производится по формуле

$$S = \frac{Q\alpha k_1}{q}, \qquad (8\text{-}1)$$

где S — площадь склада для хранения оборудования, м²; Q — общая масса трубопроводов, т; α — коэффициент, учитывающий распределение оборудования по группам хранения и зависящий от типа склада; q — средняя удельная нагрузка на 1 м² площади склада, т/м², с учетом проездов и проходов; k_1 — коэффициент, учитывающий шаг потока монтажа оборудования. Этот коэффициент зависит от отношения продолжительности монтажа D к шагу потока монтажа оборудования t.

Таблица 8-1

Средние значения α и q

Оборудование	Открытый склад		Закрытый склад		Отапливаемый склад		Местные навесы	
	α	q	α	q	α	q	α	q
Станционные трубопроводы высокого давления с арматурой	0,55	1,1	0,14	1,30	0,03	1,3	0,08	0,8
Станционные трубопроводы низкого давления с арматурой	0,55	0,5	0,13	1,00	0,02	1,0	0,1	0,6

Таблица 8-2

Средние значения коэффициента k_1 для расчета площадей складов

Тип складов	D/t						
	1	1,1—1,2	1,21—1,5	1,51—1,8	1,81—2	2—3	3—4
Закрытые склады, отапливаемые и неотапливаемые, местные навесы	1	1,2	1,4	1,6	2	2,7	3,65
Открытые склады оборудования	1	1,5	1,9	2,4	3,0	5,0	6,8

Значения α и q даны в табл. 8-1. Средние значения коэффициента k_1 в зависимости от D/z даны в табл. 8-2.

При отсутствии поточного монтажа оборудования, т. е. при одновременном хранении оборудования одного блока или обычном хранении оборудования в условиях эксплуатации, $k_1 = 1$.

8-3. РАЗРАБОТКА РАБОЧИХ ГРАФИКОВ

При составлении графиков на монтажные работы по сборке блоков и монтажу трубопроводов пользуются:

1) рабочими чертежами трубопроводов и отдельных узлов;

2) технологическими картами на сборку блоков и монтаж трубопроводов;

3) едиными нормами выработки на производство работ по монтажу трубопроводов соответствующей категории;

4) фактическими трудозатратами на сборку блоков и монтаж 1 т аналогичных или сходных трубопроводов.

Графики составляются исходя из технологической последовательности и директивных сроков монтажа основного оборудования. Подсчитав по рабочим чертежам объем работы и определив общие требуемые трудозатраты в человеко-днях, подобрав бригады и их состав для выполнения работ по каждому узлу, делят общие трудозатраты на количество членов бригады или звена, определяя время в днях, требуемое для выполнения работ.

Установив технологическую последовательность производства работ, намечают в графике сроки их выполнения. При этом следят за тем, чтобы не было концентрации большого количества работ в одно время и не создавались «пики» по количеству занятых рабочих, чтобы на работах было занято по возможности постоянное количество рабочих. Планируют сменность работ.

В случаях образования пиков необходимо переносить выполнение части работ на более поздние или ранние сроки. При составлении графиков монтажа трубопроводов устанавливают технологическую последовательность ведения работ, определяют календарные сроки их выполнения, записывают отдельной колонкой наименование

Объемы работ и нормативные трудозатраты на монтаж основного высокого давления

Наименование	Кишиневская ТЭЦ	Киевская ТЭЦ 5		Молдавская ГРЭС	
	Мощность, МВт				
	80	100, 1-й	250, 3-й	200, 1-й	200, 6-й
Общая масса оборудования блока, т	8000	6535	9950	9352	8675
Масса трубопроводов (в том числе), т	1000	1514	2290	1420	1300
Удельная масса трубопроводов по отношению к общей массе оборудования, %	12,5	23,1	23	15,4	15,6
Трудозатраты на монтаж оборудования блока, чел.-дни	—	—	—	107 100	81 682
Трудозатраты на монтаж трубопроводов (в том числе), чел.-дни	—	—	—	27 700	18 650
Удельные трудозатраты на монтаж трубопроводов, чел.-дни/т	—	—	—	26,5	12,8

бригады или звеньев, выполняющих работы, проводят горизонтальную черту, определяющую начало и окончание работ.

Трудозатраты на монтаж трубопроводов зависят от состояния поставки их заводами — блоками или отдельными деталями.

Анализ поставки трубопроводов показал, что 70% трубопроводов высокого и 80% трубопроводов низкого давления поступает на площадку деталей массой до 100 кг при общей их массе, составляющей 3,7% массы всего трубопровода.

График монтажа трубопроводов показан на рис. 8-2. Затраты труда в человеко-днях на сборку блоков, монтаж блоков и отдельных деталей зависят от коэффициента поставочной блочности трубопроводов. С увеличением коэффициента блочности с 0,3 до 0,8 суммарные затраты труда на сборку и монтаж 1 т трубопроводов уменьшаются для трубопроводов, работающих при давлении до 2,2 МПа, на 20—25%, а трубопроводов на давление свыше 2,2 МПа — до 40—50%.

Таблица 8-3

оборудования и трубопроводов некоторых электростанций

Бурштынская ГРЭС	Криворожская ГРЭС	Трипольская ГРЭС		Ладыжинская ГРЭС		Запорожская ГРЭС	
и номера блоков							
200, 5-й	800, 4-й	300, 1-й	300, 4-й	300, 1-й	300, 2-й	800, 5-й	800, 6-й
9021	12 500	12 400	12 600	14 500	14 060	31 800	28 500
1200	2360	2100	2000	2700	2290	5900	—
13,3	18,8	16,9	15,9	18,7	16,3	18,5	—
102 650	185 815	176 050	153 175	250 611	187 005	—	—
20 000	51 000	60 000	44 000	70 000	55 000	—	—
16,7	—	28,7	22,0	25,9	24,0	—	—

Нормативные трудозатраты на монтаж трубопроводов некоторых тепловых электростанций высокого давления приведены в табл. 8-3.

Фактические трудозатраты в человеко-днях по 4-му блоку Нововоронежской атомной электростанции с реактором ВВЭР-440 и двумя турбогенераторами мощностью по 220 МВт каждый составили в целом 26,69 чел.-дня на 1 т смонтированных трубопроводов при объеме трубопроводных работ 19,8% по отношению к массе всего теплоэнергетического оборудования.

Фактические трудозатраты на изготовление трубопроводов низкого давления на монтажном участке составили:

1) из нержавеющих сталей — 187,5 чел.-дня.
2) из углеродистых сталей — 16,5 чел.-дня на 1 т.

Фактические трудозатраты на монтаж трубопроводов 4-го блока Нововоронежской атомной электростанции в зависимости от диаметра и марки сталей приведены в табл. 8-4. Удельные трудозатраты на монтаж турбинных трубопроводов составили 14,2 чел-дня/т.

График

монтажа трубопроводов главного корпуса электростанции

Наименование трубопроводов	Количество, т	Трудозатраты чел-дни: На единицу измерения	Трудозатраты чел-дни: Общие	Месяцы и декады: 1-й месяц (1 2 3)	2-й месяц (1 2 3)	3-й месяц (1 2 3)	4-й месяц (1 2 3)
Трубопроводы высокого давления					26		
Паропровод острого пара	120	15	1800		22		
Паропровод вторичного пара	80	14	1120			8	
Паропровод к турбонасосу	8	20	160			10	
Паропровод БРОУ и РОУ	18	16	288		15		
Питательный трубопровод	60	12	720		12		
Сварка и термообработка стыков	—	—	600			5	
Гидравлическое испытание	комп.	—	204				10
Промывка и продувка	"	—	120				
Трубопроводы среднего и низкого давления					20		
Трубопроводы регенерации	108	10	1080			8	
Паропроводы отбора пара	42	8	336			12	
Трубопроводы деаэраторной установки	60	11	660		7		
Трубопровод к питательным насосам	35	8	280			6	
Конденсатопроводы	25	12	300		20		
Трубопроводы циркуляционной воды	110	6	660		12		
Выхлопные трубопроводы	88	5	440		9		
Трубопроводы химочищенной воды	36	10	360			10	
Дренажные трубопроводы	16	20	320			13	
Маслопроводы турбоустановки	28	30	840			12	
Газопроводы в котельной	72	8	576			8	
Мазутопроводы котельной	22	12	254			6	
Трубопровод технической воды	32	10	320			10	
Сварка трубопроводов		Комплект	820				10
Гидравлическое испытание		"	162				10
Продувка и промывка		"	80				

Всего 960 12530

Сборка — монтаж

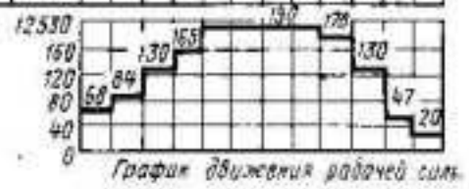


График движения рабочей силы

Рис. 8-2. Линейный график монтажа трубопроводов.

Таблица 8-4

Фактические трудозатраты (чел.-дни) на монтаж трубопроводов 4-го блока Нововоронежской атомной электростанции

Диаметр трубопроводов, мм	Из нержавеющих сталей: высокого давления $p_{раб}>2,2$ МПа	Из нержавеющих сталей: низкого давления $p_{раб}<2,2$ МПа	Из углеродистых сталей: высокого давления $p_{раб}>2,2$ МПа	Из углеродистых сталей: низкого давления $p_{раб}<2,2$ МПа
≤25	204,5	223,7	60,0	121,0
≤57	127	177,6	52,7	50,72
≤108	81,04	86,17	36,67	34,1
>108	44,4	36,9	14,5	15,12
Среднее значение	77,83	62,83	21,25	19,1

8-4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КАРТЫ НА СБОРКУ БЛОКОВ И МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ

Технологические карты являются составной частью проекта производства работ по монтажу трубопроводов. Карты составляются в помощь инженерно-техническому персоналу и бригадирам по монтажу трубопроводов.

Технологические карты включают в себя схему сборки блоков, спецификацию всех деталей трубопроводов, входящих в блоки, технологию монтажа трубопроводов, монтажное оборудование и инструмент, которым необходимо пользоваться при производстве работ, и нормативную часть. Наличие технологических карт облегчает мастеру выдачу задания, а бригада, изучая ее, получает полную ясность по производству работ. Оборудование и материалы подбираются по технологическим картам, по ним же составляют рабочий график производства работ.

8-5. ОРГАНИЗАЦИЯ ТРУДА И РАБОЧИХ МЕСТ

Для правильной организации труда рабочих по монтажу трубопроводов необходимо знать физические объемы работ и сроки их выполнения, хорошо изучить всю техническую документацию и технические условия на производство работ и знать технологию монтажа трубопроводов и станционного оборудования.

Для обеспечения лучшего качества работ по сборке узлов и блоков трубопроводов на сборочной площадке монтаж их желательно поручать одним и тем же бригадам, а испытание арматуры поручить только специально выделенной бригаде. Устранение дефектов арматуры, выявленных во время монтажа, поручается этой же бригаде.

Бригады трубопроводчиков могут выполнять разные работы по монтажу трубопроводов и производить работы в одну, две и три смены.

Численный состав бригады зависит от характера монтируемых трубопроводов и сменности работ. Практически состав бригады слесарей-трубопроводчиков колеблется от 6 чел. при монтаже трубопроводов малого диаметра до 16—20 чел. при трубах большого диаметра. С ростом степени механизации и индустриализации работ количественный состав бригады может уменьшаться.

Каждую бригаду должен возглавлять бригадир высокой квалификации 6-го или 5-го разряда, обладающий хорошими знаниями, большим практическим опытом и хорошими организаторскими способностями. В бригаде должен быть заместитель бригадира, который в периоды его отсутствия должен его замещать и выполнять сложные работы. При количественном составе бригады более 7 чел. в бригаде должны быть звеньевые 4—5-го разрядов, которым бригадир поручает руководство отдельными группами рабочих. Бригадир и звеньевые должны хорошо знать личный состав бригады. Бригадир должен не только контролировать качество работ, но и следить за соблюдением рабочими правил по технике безопасности.

Нормальная бригада трубопроводчиков состоит из 10—12 слесарей, т. е. из 3 звеньев. По разрядам бригада состоит: 6 разр. — 1 чел., 5 разр. — 1 чел., 4 разр. — 3 чел., 3 разр. — 3 чел. и 2 разр. — 4 чел. Кроме слесарей, бригаде придается три электросварщика от 4-го до 6-го разряда в зависимости от категории монтируемых трубопроводов.

Из числа членов бригады должно быть минимум 3—4 чел. хорошо обученных и имеющих практические навыки по резке металла ацетиленовым резаком или пропан-бутаном. Бригада должна иметь не менее двух комплектов режущего инструмента. Бригада разбивается

на три звена и работает самостоятельно под руководством звеньевого. Состав звеньев может изменяться по усмотрению бригадира и звеньевого. Более сложные работы звено выполняет под непосредственным руководством и участием бригадира или его помощника. Такой помощник бригадиру необходим при выполнении работ в две смены для работы во второй смене. При продолжительной работе бригады в две или три смены в составе бригады могут быть 2—3 члена 5-го разряда. Это обеспечивает квалифицированное руководство бригадой во всех сменах.

Для того чтобы бригада работала с полной загрузкой, выполняла и перевыполняла установленные нормы и задания, необходимо работу бригаде определять заранее на месяц вперед и до начала следующего рабочего дня.

Работы выполняются более производительно комплексными бригадами. Все рабочие, входящие в комплексную бригаду, оплачиваются по одному укрупненному наряду-калькуляции. Работа комплексными бригадами уменьшает организационные потери рабочего времени.

Ежедневно до начала работы бригадир должен проводить краткое совещание со всеми членами бригады или в крайнем случае со звеньевыми, давая задание на каждый день, проверять выполнение задания в течение всего рабочего дня и принимать работу.

Рабочие места бригад должны быть оснащены централизованными разводками кислорода, ацетилена, электросварочного тока, электросварочными аппаратами, освещением, лебедками, талями, домкратами и другими такелажными средствами, монтажным оборудованием, материалами и верстаками. Для уменьшения потерь рабочего времени инструментальные кладовые должны располагаться в непосредственной близости к рабочим местам. Инструмент повседневного пользования целесообразно закреплять за каждым рабочим, который должен хранить его в инструментальном ящике бригады или в рабочем верстаке. Инструмент периодического пользования должен храниться в участковых кладовых и выдаваться по мере надобности.

Особое внимание должно быть обращено на оснащение бригад газорежущим инструментом и бережное обращение с ним.

При сборке и монтаже трубопроводов большое значение имеет чистота рабочих мест, которые должны убираться в конце каждого рабочего дня. Для этой цели на рабочих местах должны быть установлены ящики для отходов металла. Ящики с металлическими отходами после их освобождения возвращаются на рабочие места.

До начала работ должно быть подобрано и подано на рабочее место все оборудование и материалы для выполнения работ, должны быть установлены ящики для временного хранения мелкого оборудования.

На рабочем месте должен быть вывешен рабочий график выполнения работ бригадой с указанием трудозатрат по узлам или на весь комплекс работ, а также выданы наряды на выполнение работ.

На рабочих местах следует иметь наглядные пособия по технике выполнения работ и технике безопасности.

Структурой и схемой организации работ устанавливается четкое определение функций всех инженерно-технических работников, руководящих монтажом трубопроводов.

На монтажных участках, где объем трубопроводных работ велик и выполнение их необходимо обеспечить в установленные сроки монтажа основного оборудования — парогенераторов и турбин, а также при поточном ведении монтажа основного оборудования организуются трубопроводные подразделения. В объем выполняемых ими работ включаются: монтаж трубопроводов в главном корпусе, в вспомогательных цехах, наружных трубопроводов, а также работы на сборочной площадке по сборке трубопроводов в блоки.

Структура участка по монтажу трубопроводов показана на схеме рис. 8-3. При поточном монтаже энергоблоков в составе котельного и турбинного цехов организуются отдельные прорабства по монтажу трубопроводов.

Большая роль в организации работ бригады принадлежит мастеру. Мастер совместно с бригадиром должен составить месячный график работы бригады, подготовить бригадиру всю техническую документацию и наряды на производство работ, обеспечить бригаду оборудованием, материалом и инструментом, проводить совещание с бригадой и ежедневно помогать выполнять задание и принимать работу бригады, помогать в организации работ.

Перед выдачей заданий бригадам руководитель должен сам детально изучить чертежи, технические условия, проект производства работ или технологические правила, убедиться в готовности строительных конструкций, комплектности оборудования и материалов и в возможности обеспечения безопасных условий работы.

Помимо выдачи наряда и чертежей, рабочие бригады должны быть ознакомлены с техническими условиями и с правилами по технике безопасности; им должны быть указаны места крепления такелажных приспособлений и

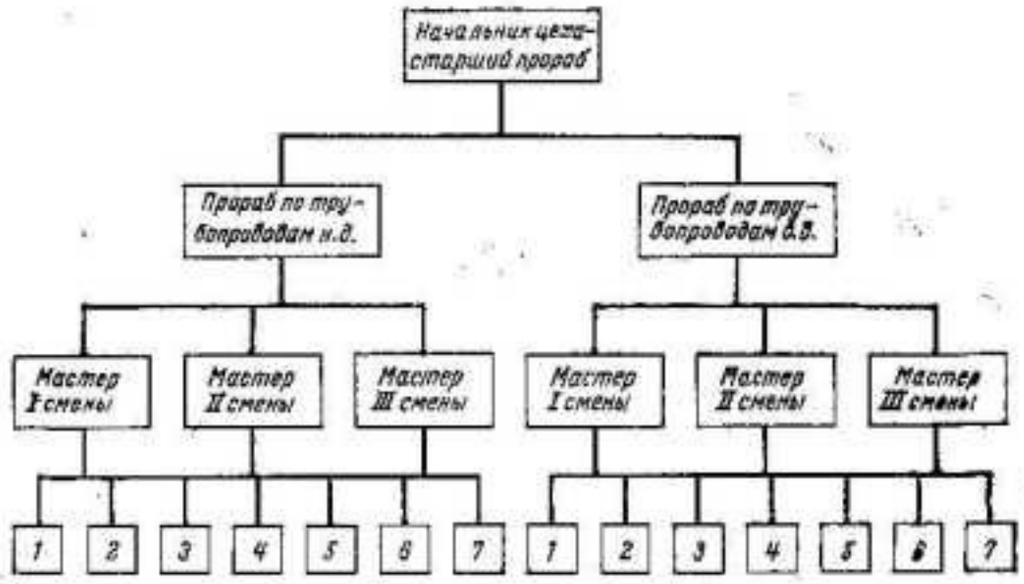


Рис. 8-3. Структура трубопроводного цеха.

грузоподъемных средств. Каждой бригаде или индивидуально работающим должны быть указаны рабочие места.

Наряды бригадам следует выдавать только на подлежащие выполнению объемы работ по проекту, а при их приемке проверять фактически выполненный объем и его указывать в наряде.

При осмотре выполненных работ необходимо проверять наличие недоделок и до закрытия нарядов добиваться их ликвидации.

Инженерно-техническим работникам необходимо следить за тем, чтобы бригады или отдельные рабочие были

Таблица 8-5

Механизмы и приспособления, применяемые при монтаже трубопроводов

Наименование механизмов и приспособлений	Характеристика
Резка труб и обработка фасок	
Переносный неразъемный станок 2Т-194 для резки углеродистых и легированных труб	Для труб D_y 133—194 мм; привод от электродвигателя 1,7 кВт
То же разъемный 2Т-299 и Т-299	Для труб D_y 219—299 мм; привод от 3 электродвигателей И-59 общей мощностью 5,4 кВт; масса 190 кг
Переносная механическая ножовка	Привод от электродрели
Переносный труборез ГРВ-1 с газовым резаком для углеродистых труб и низколегированных сталей	Для труб D_y 133—377 мм; привод ручной с велосипедной цепью. Тип резака УР-49; масса 8,8 кг
Навесные фаскорезы „Уссури"	Для снятия внешних и внутренних фасок под сварку на трубах из нержавеющей и конструкционных сталей и труб D_y 15—273 мм
Труборезы ПТВ-32-60 и ПТВ-76-108	Для резки труб из углеродистой и легированной стали и снятия фасок под сварку на трубах D_y 60—108 мм
Навесные труборезы „Амур"	Резка труб из нержавеющей и конструкционной стали в труднодоступных местах при монтаже и демонтаже трубопроводов D_y 15—273 мм
Пневмоножовка	Резка профильного металла и труб диаметром до 200 мм в труднодоступных местах, перпендикулярно оси трубы и под углом
Станки переносные 2Т-377 и 2Т-570	Резка и разделка под сварку труб D_y 133—377 мм
Зачистка и шлифовка труб и фланцев	
Машинка типа ЭШМ для зачистки наружной и внутренней поверхности труб	Для труб D_y 133—273 мм; привод от машинки И-59; масса 11,5 кг
Переносная электрошлифовальная машинка С-475 или И-54А	С гибким валом и приводом от электросверлильной машинки И-59 на 36 В; масса 12 кг

Продолжение табл. 8-5

Наименование механизмов и приспособлений	Характеристика
Шлифовальные машинки ИЭ-2004, ИЭ-210А, ИЭ-2103А, Ш-180, Ш-230, ВА-1400, РА-40, ИП-2001, ИП-2002, ИП-2009А, П-21, А-40, ИП-2203	Предназначены для снятия заусениц, обработки корней и зачистки сварных швов; привод электрический
Электрошлифовальная машинка С-477А	Очистка сварных швов и шлифование разных поверхностей
Пневматическая угловая щетка УПРШ-1	Зачистка металлических поверхностей от ржавчины, непрочного сцепления окалины, старой краски, зачистка сварных швов
Угловая шлифовальная электромашинка С-516 и С-517	Шлифование и полирование поверхностей изделий
Притирка арматуры	
Приспособление ГМ-046	Шлифование седел вентилей D_y 50 по месту установки
Приспособление для шлифовки седел арматуры D 225—400 мм без вырезки из трубопровода	То же
Приспособление ГМ-039	Шлифовка седел бесфланцевой арматуры D_y 100—175 мм по месту установки
Станок переносный К-2589	Механизированное шлифование седел арматуры на месте установки
Машинка 2213	Притирка клапанов диаметром 20—100 мм
Машинка ШФ-80-200	Шлифовка зеркал фланцев
Электрошлифовальная машинка С-477А	Очистка сварных швов и шлифование различных поверхностей
Угловая шлифовальная электромашинка С-516 и С-517	Шлифование и полирование поверхностей
Центровка и стяжка труб	
Приспособление МР-90	Центровка и стяжка труб диаметром 60—70 мм
Рычажное приспособление для центровки	Центровка труб под сварку диаметром 108, 133 и 159 мм
Приспособление для центровки труб	Центровка труб диаметром 25—60 мм. Для труб диаметром 108—426 мм
Центровочное приспособление для сборки труб под сварку	Для труб диаметром 133-377 мм
Приставки к центрирующим приспособлениям	Для стыковки труб с деталями небольшой длины (штуцера, переходы, заглушки)

Наименование механизмов и приспособлений	Характеристика
Сборка и разборка фланцевых соединений	
Приспособление для разъема фланцевых соединений	—
Электрогайковерт ЭП-1240	Завертывание гаек М22—М23
ЭП-1262	То же М16—М22
Пневмогайковерт П-3121 с ударным механизмом	Завертывание болтов и гаек М18—М30
То же И-51А	То же М24—М36
То же ПСГ-1	То же М24—М39
Реверсивный пневмогайковерт ПГ-1 с ударным механизмом	Завертывание и отвертывание болтов и гаек диаметром 27—42 мм
Угловой пневмогайковерт И-96 с ударным механизмом	То же в труднодоступных местах (М24—М85)
Гайковерт ГРП-РИ-12	Отвинчивание и завинчивание резьбовых соединений диаметром до 72 мм
Пневматический угловой реверсивный гайковерт ИП-3205	Завинчивание и отвинчивание резьбовых соединений диаметром до 42 мм в стесненных условиях
Механизм для гибки труб	
Трубогибочный станок К-02А	Гибка труб диаметром до 42 мм; привод электрический
То же ВМС-23	Гибка водогазопроводных труб в холодном состоянии без набивки песком 1/8", 3/4" и 1"; привод электрический
То же ГТМ 38-108	Гибка труб „в холодную" без набивки песком (диаметр 38, 51, 60, 83, 108); привод электрический
То же ТГМ 38-159	То же диаметром 38—159 мм
Ручной трубогибочный станок	Гибка труб „в холодную" без набивки песком
Трубогибочный станок с нагревом трубы токами высокой частоты разных моделей	Гибка труб без набивки песком диаметром до 529 мм
Гидравлическое испытание	
Насос гидравлический с электроприводом ГН-1200/400	Производительность 1200 л/ч, давление 40 МПа, электродвигатель 20 кВт
Насос гидравлический с электроприводом ГН-850/250	Производительность 850 л/ч, давление 85,0 МПа, двигатель 10 кВт

Наименование механизмов и приспособлений	Характеристика
Насос трехплунжерный высокого давления	Максимальное давление 60,0 МПа
Ручной гидравлический насос ГН-200	Давление 20,0 МПа
То же ГН-500	Давление до 60,0 МПа
Заглушки самозатягивающие диаметром 50 и 100 мм	Для гидравлического испытания арматуры на давление до 40,0 МПа
То же 14 типоразмеров для труб диаметром от 21 до 98 мм	То же до 20,0 МПа
Заглушки самозатягивающиеся для труб диаметром 38—83 мм	Гидравлического испытания арматуры на давление до 40,0 МПа
Приспособления для других работ	
Пневматический молоток МЗС	Зачистка сварных швов от шлака, капель и брызг металла
Приспособление СТФ-42М	Сверление отверстий во фланцах и трубах диаметром до 42 мм
Прибор УИТ-1	Измерение толщины стенок труб от 2,5 до 8 мм и при минимальном диаметре до 20 мм
Конусные калибровочные оправки	Калибровка концов труб диаметром до 159 мм
Ультразвуковой толщиномер	Измерение толщины стенок труб
Электромуфтоверты ВМС41П и ВМС41С	Свертывание муфт при сборке трубопроводов диаметром 1/8", 3/4" и 1"
Приспособление для вырезки прокладок из паронита толщиной до 3 мм	Для диаметров до 400 мм
Фрезерная машинка ФП-3	Фрезерование корней швов после сварки для последующей подварки
Такелажные работы	
Стоечный подъемник	Подъем секций трубопроводов массой до 500 кг на высоту до 2,2 м при укладке трубопроводов в туннелях
Укосины инвентарные	Подъем деталей трубопроводов массой до 250 кг на заданную высоту

Продолжение табл. 8-5

Наименование механизмов и приспособлений	Характеристика
Кран-укосина	Подъем деталей трубопроводов весом до 2 т и подача их на заданные отметки
	Сборка трубопроводов в блоки на сборочной площадке
Кран козловой грузоподъемностью 2 т	Ремонт арматуры в мастерских
Кран козловой грузоподъемностью 1000 кг, пролетом 2 м, высотой 1900 мм	
Тали электрические грузоподъемностью 1; 2; 3 т	Подъем деталей трубопроводов во время монтажа
То же 0,25 и 0,5 т	То же
Тали ручные червячные грузоподъемностью 1; 3; 5 т	" "
Тали рычажные грузоподъемностью до 500 кг, высота подъема 2 м	" "
Полуавтоматические клещи-захваты	Подъем прямолинейных трубных секций
Лебедки разные	Подъем деталей трубопроводов во время монтажа

максимально заняты на исполнении основных работ по монтажу трубопроводов; исполнение подсобных работ целесообразно поручать отдельным бригадам, выделенным для этой цели.

8-6. МЕХАНИЗАЦИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ РАБОТ

На монтаже тепловых электростанций выполняется комплекс работ, связанный с монтажом трубопроводов: приемка оборудования; изготовление элементов трубопроводов; сборка отдельных деталей в монтажные узлы-блоки; установки фасонных частей, компенсаторов, арматуры, опор и подвесок; соединение всех блоков и элементов между собой, гидравлическое испытание, продувка, промывка и окончательная сдача трубопроводов в эксплуатацию. Чтобы добиться повышения производительности труда и качества выполняемых работ, необходимо стремиться к тому, чтобы каждая из перечисленных работ была максимально механизирована.

По виду выполняемых работ монтажные механизмы и приспособления разбиты на группы. В каждую группу

включены механизмы и приспособления, при помощи которых можно выполнять однотипные операции, нашедшие применение при сборочных и монтажных работах (табл. 8-5).

Глава девятая

ИЗГОТОВЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ С ДАВЛЕНИЕМ СРЕДЫ ДО 2,2 МПа НА СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ЗАВОДАХ И В МАСТЕРСКИХ БАЗОВЫХ МОНТАЖНЫХ УЧАСТКОВ

9-1. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ С ДАВЛЕНИЕМ СРЕДЫ ДО 2,2 МПа НА СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ЗАВОДАХ

Специализированные заводы монтажных организаций Министерства энергетики и электрификации СССР, а также других союзных и республиканских министерств имеют станочное и другое необходимо оборудование для изготовления и обработки всех деталей трубопроводов.

На заводах отводы наружного диаметра до 465 мм гнутся на трубогибочных станках с нагревом в печах и диаметром до 219 мм — без нагрева: отводы с наружным диаметром до 529 мм — на трубогибочных станках с нагревом токами высокой частоты.

На этих же заводах имеются печи, в которых производится термическая обработка отводов и других фасонных деталей трубопроводов.

На заводах производится механическая обработка всех деталей и в том числе станочная обработка отводов под сварку. Отводы из труб большого диаметра — более 529 мм изготовляются наборными из отдельных секторов.

На заводах налажено изготовление крутоизогнутых отводов условным диаметром от 50 до 500 мм с углом поворота 45, 60 и 90°, переходов различных диаметров, тройников, крестовин, фланцев, прокладок и крепежа, опор и подвесок. Для правильности соблюдения заданной технологии изготовления всех деталей трубопроводов и заводах существует служба главного технолога, а для приемки законченных изготовлением деталей отдел технического контроля.

В настоящее время трубопроводы с давлением среды до 2,2 МПа изготовляются на заводах монтажных организаций. Изготовление трубопроводов производится по техническим условиям, разработанным проектной организацией, согласованным и утвержденным вышестоящими ведомствами в установленном порядке. Изготовление трубопроводов на специализированных заводах по сравнению с изготовлением трубопроводов на монтажных участках имеет следующие преимущества:

1) значительно улучшается качество изготовленных деталей;

2) снижается себестоимость изготовления деталей за счет более рационального использования материалов и уменьшения трудозатрат;

3) имеются большие возможности повышения производительности труда рабочих за счет механизации трудовых процессов, специализации рабочих на определенных операциях и массового производства деталей;

4) значительно облегчаются условия комплектации материалами;

5) отпадает надобность в постройке значительного количества временных сооружений для выполнения работ по изготовлению деталей трубопроводов (трубогибочные площадки, мастерские, кузницы и др.);

6) увеличивается производительность труда рабочих, занятых монтажом трубопроводов;

7) отпадает надобность в постройке жилья для дополнительного количества рабочих, занятых изготовлением трубопроводов на монтажных участках.

Специализированные заводы должны поставлять на строительство электростанций трубопроводы диаметром 108 мм и более в блочном исполнении.

Трубопроводы диаметром менее 108 мм заводами поставляются в виде отдельных узлов фасонных деталей, прямых труб и комплектуются остальными деталями согласно техусловиям на поставку.

Изготовление крутоизогнутых отводов методом протяжки

Эти отводы (рис. 9-1) не имеют прямого участка. Заготовки изготовляются из труб с диаметром, меньшим, чем диаметр получаемых отводов. При протяжке по рогообразному сердечнику труба-заготовка получает значительные деформации: при $R=D_y$ диаметр трубы заготовки увеличивается на 50%, а при $R=1{,}5\,D_y$ на 33%.

Отводы получаются с одинаковой толщиной стенки по сечению независимо от радиуса изгиба. При изготовлении отводов методом протяжки отрезки труб (заготовки) нагреваются в печи, а затем протягиваются в нагретом состоянии при помощи гидравлического пресса *2* на специальном рогообразном сердечнике *3*, помещенном в нагревательную печь *4*. Заготовки надеваются на неподвижный шток *5* с противоположного конца и подаются вперед траверсой *6* (упираются в трубу *1*) при выдвижении плунжера *7* гидропресса.

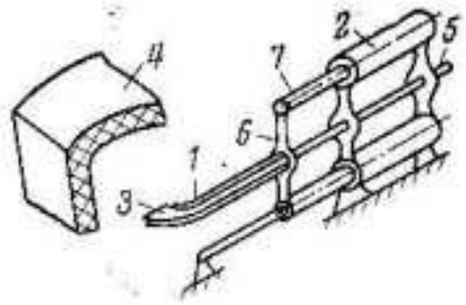


Рис. 9-1. Схема изготовления крутоизогнутых отводов методом протяжки.

Штамповка крутоизогнутых отводов (рис. 9-2) применяется с условным диаметром 40—100 мм. Для получения потребных диаметров труб диаметр заготовки берут на 6—8% больше, например для получения отвода с наружным диаметром 108 мм берут заготовку с диаметром 114 мм. Крутоизогнутые отводы штампуются с нагревом и без нагрева заготовок. При штамповке отводов с нагревом отрезок труб *1* с косыми срезами на концах нагревается в печи до температуры 900—1000°С и вкладывается в полость гибочного ручья штампа *2*. При по-

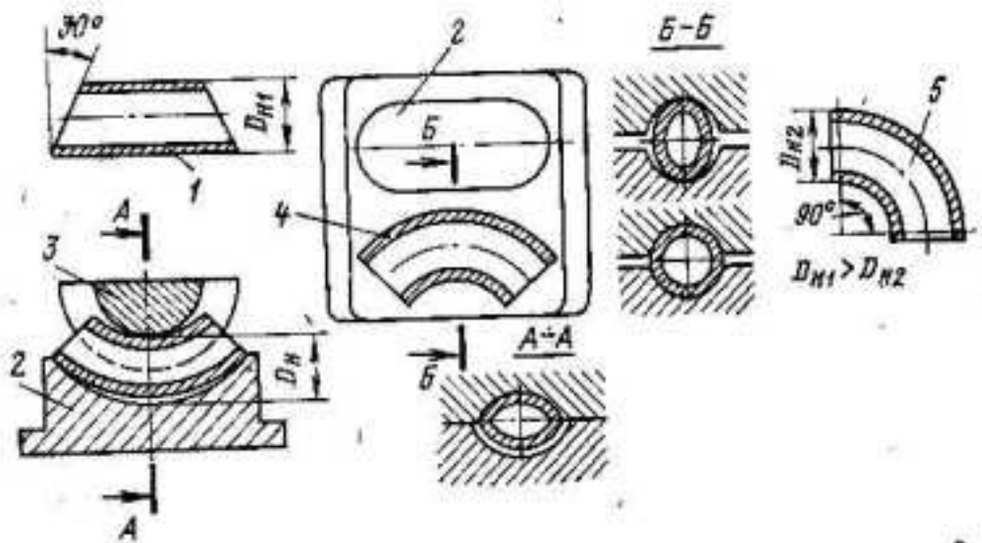


Рис. 9-2. Схема изготовления крутоизогнутых отводов штамповкой.
1 — заготовка; *2* — штамп с гибочным гнездом; *3* — вуансон; *4* — отделочное гнездо штампа; *5* — готовый отвод.

даче пуансона 3 заготовка изгибается и одновременно сплющивается. Согнутую в первом ручье заготовку поворачивают на 90° вокруг продольной оси и вкладывают в рабочую полость второго ручья 4. Во втором ручье заготовку подвергают формовке, готовый отвод приобретает круглое сечение и размеры, соответствующие диаметру и радиусу кривизны готового отвода.

Отводы с наружным диаметром 48, 57, 76 и 89 штампуют в холодном состоянии. После этого на специальных станках на концах отводов обрабатывают фаску под сварку.

Гибка труб на станках с нагревом токами высокой частоты

Для гибки углеродистых труб в заводских условиях (рис. 9-3) применяются станки с нагревом труб токами высокой частоты.

Труба в зоне действия интенсивного магнитного поля с переменными направлениями тока за счет выделяемого при этом тепла нагревается до температуры 900—1000°С, при которой труба легко поддается гибке под действием нажимного ролика, давящего на трубу в направлении, перпендикулярном ее оси.

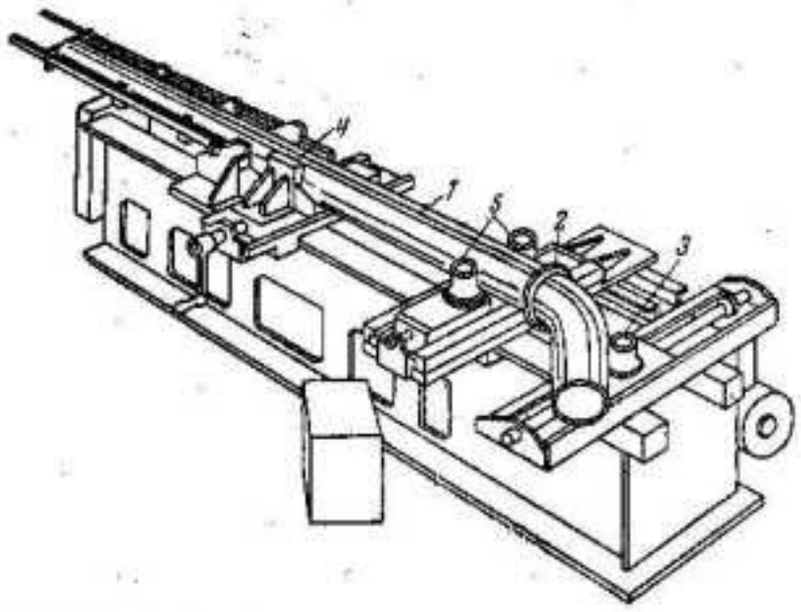


Рис. 9-3. Трубогибочный станок с нагревом трубы токами высокой частоты.

1 — труба; *2* — индикатор; *3* — нажимный ролик; *4* — зажим; *5* — направляющие ролики.

Во время гибки труба передвигается на роликах вдоль своей оси со скоростью, обеспечивающей нагрев трубы до 1000°С. Перед индуктором труба охлаждается водой до 300—400°С.

При гибке участки трубы по обе стороны изгиба остаются холодными и придают трубе жесткость, препятствующую изменению круглого сечения.

Конструкция станков обеспечивает гибку труб с минимальным радиусом гибки $R=1{,}5\,D_н$ по нейтральной оси. Максимальный радиус гибки не ограничен. Углы гибки доходят до 180°.

Скорость подачи и гибки труб колеблется в пределах от 0,8 до 4 мм/с. Выбор скорости гибки зависит от скорости нагрева, определяемой мощностью генератора т. в. ч. и сечением трубы.

На трубогибочных станках можно выполнять гибку труб в разных пространственных положениях.

9-2. ТРУБОГИБОЧНЫЕ ПЛОЩАДКИ И МАСТЕРСКИЕ

В связи с большим размахом энергетического строительства в нашей стране заводы не успевают поставлять трубопроводы давлением среды до 2,2 МПа на все стройки. Поэтому некоторые объемы работ приходится выполнять непосредственно на монтажных участках.

Для выполнения этих работ на строительстве некоторых электростанций еще существуют трубогибочные площадки и мастерские.

Размер и оборудование трубогибочной площадки определяются в зависимости от объема трубогибочных работ и сроков их выполнения. Трубогибочная площадка включает в себя (рис. 9-4):

1) вышку для набивки труб песком;
2) горн для нагрева труб;
3) трубогибочный куст;
4) кран для механизации такелажных работ;
5) электролебедки для гнутья труб;
6) приспособления и механизмы для уплотнения песка в трубах;
7) горн с противнями для сушки песка;
8) ящики для сухого песка, защищенные от атмосферных осадков;
9) площадки для прямых труб и готовой продукции. Площадка должна иметь хорошие стоки воды, которая попадает на нее во время гибки и атмосферных осадков.

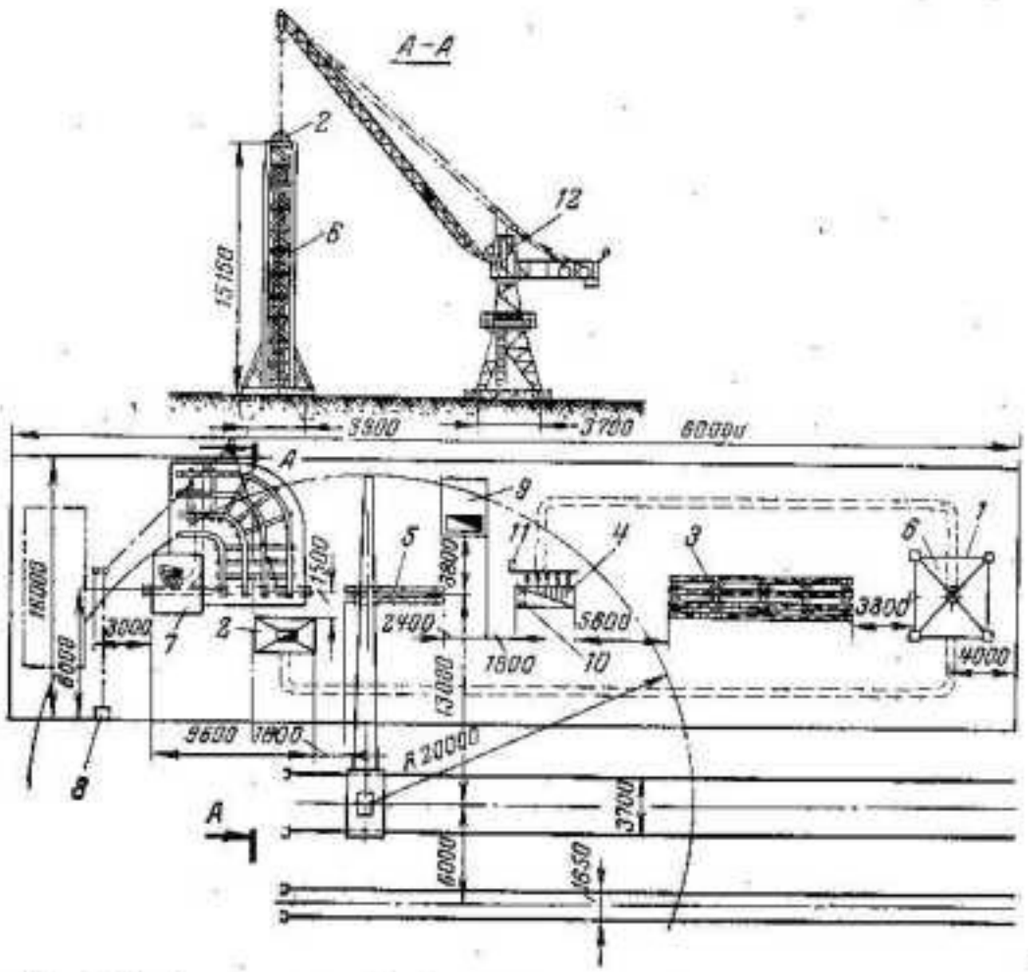


Рис. 9-4. Открытая трубогибочная площадка.

1 — вышка для набивки труб песком; *2* — установка для транспортировки песка; *3* — стенд для разметки труб; *4* — печь для нагрева труб и сушки песка; *5* — бак для мазута; *6* — приспособление для уплотнения песка в трубах; *7* — плита для гибки труб; *8* — электролебедка; *9* — бункер для сырого песка; *10* — противень для сушки песка; *11* — вентилятор; *12* — кран-погрузчик Q=0,5 т.

Вышки для набивки труб песком бывают разной конструкции. На монтажных участках получили распространение трехгранные металлические вышки (рис. 9-5).

По конструкции вышка должна обеспечивать одновременную установку нескольких труб D_y до 325 мм и быть устойчивой при работе стрелы на заданных проектом вылетах при подъемах самых тяжелых труб, наполненных песком. Высота вышек обычно не превышает 10—15 м.

В верхней части вышки помещается металлический бункер емкостью около 1 м³ просушенного песка. Песок для наполнения трубы подается по желобу.

Для механизации процесса набивки труб песком в нижней части вышки устраиваются поворотные столы, на которые устанавливаются набиваемые песком трубы. Частота вращения поворотного стола составляет 7 об/мин.

Горны для нагрева труб работают на коксе, мазуте, соляровом масле и природном газе. Конструкция горна,

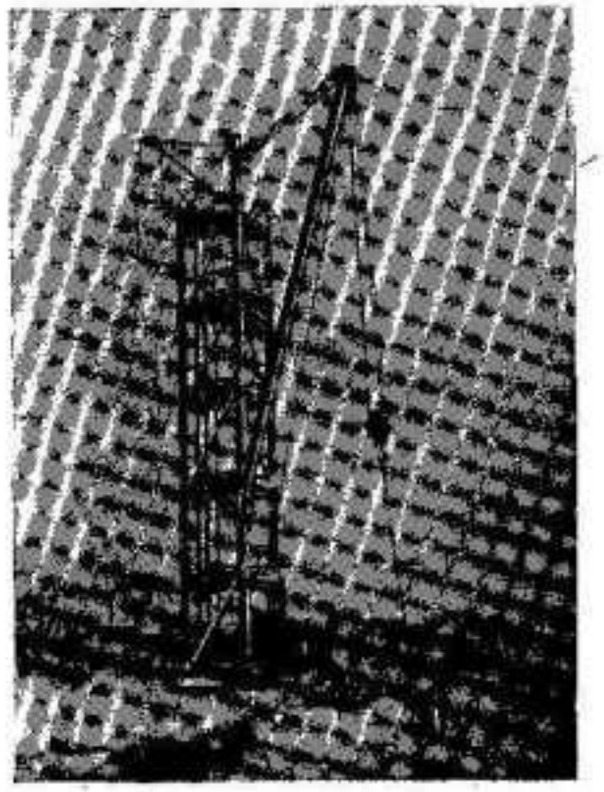


Рис. 9-5. Металлическая вышка.

работающего на коксе, приведена на рис. 9-6. Горн представляет собой систему колосников из узкоколейных рельсов, уложенных на твердом основании с естественным подводом воздуха для горения. Размеры горна должны соответствовать размерам нагреваемых участков труб наибольшего диаметра, предназначенных для гибки.

Горн размещают рядом с трубогибочным кустом с таким расчетом, чтобы не передвигать нагретую трубу перед гибкой или в крайнем случае только надвигать трубу на трубогибочную плиту без подъема ее. Горн, работающий на мазуте или соляровом масле, располагает-

ся относительно трубогибочной плиты так же, как и горн, работающий на коксе. Конструкция горна показана на рис. 9-7.

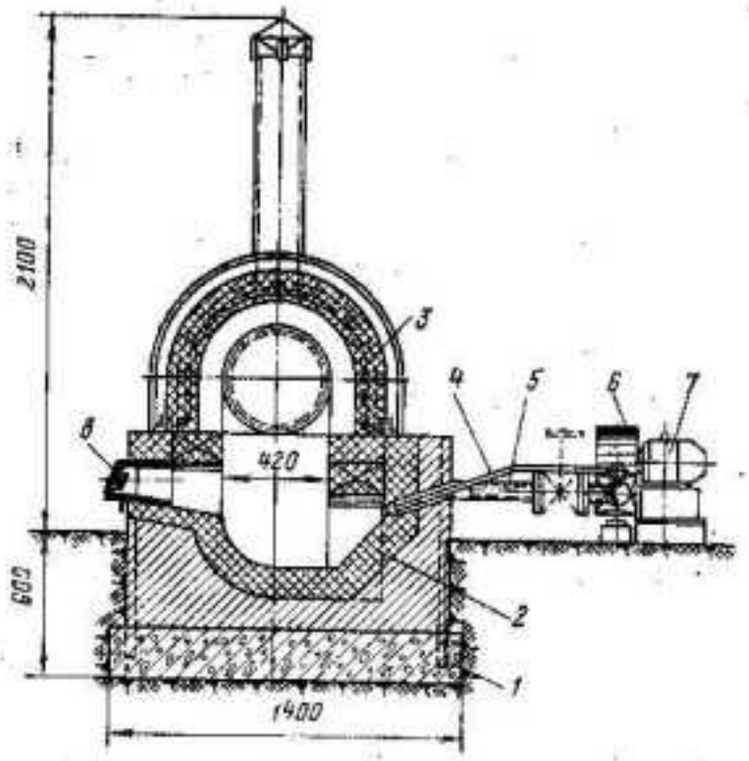


Рис. 9-6. Горн для нагрева труб.
1 — плита; *2* — под печи; *3* — футерованная крышка; *4* — подвод топлива; *5* — подвод воздуха; *6* — вентилятор; *7* — электродвигатель; *8* — лючок.

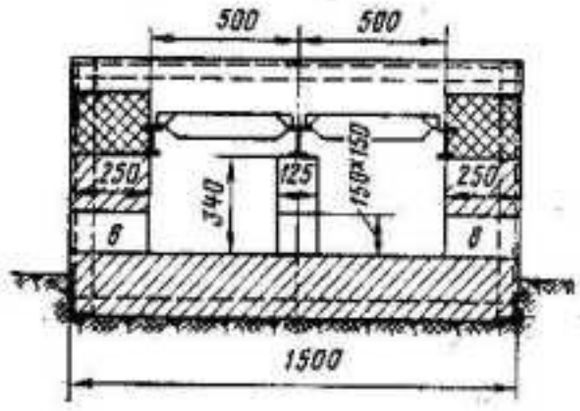


Рис. 9-7. Горн для нагрева труб коксом.

При нагреве труб на мазутном горне для получения равномерного нагрева они закрываются сверху колпаком по всей длине нагреваемого участка. Для распыливания мазута или солярового масла устанавливаются

дутьевые высоконапорные вентиляторы или подводится сжатый воздух от компрессора.

При нагреве труб на газовом горне необходимо следить за тем, чтобы пламя равномерно омывало нагреваемые участки трубы. Во всех случаях трубу необходимо периодически поворачивать вокруг своей оси для более равномерного нагрева. При небольшом объеме

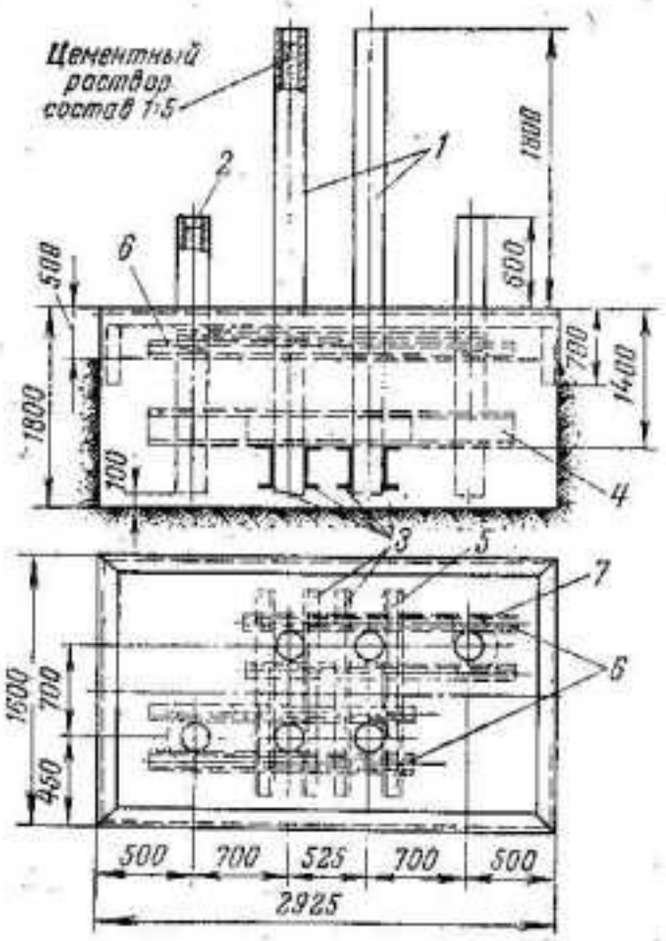


Рис. 9-8. Плита для гибки труб диаметром до 400 мм.
1 и *2* — трубы ∅ 219×10 мм; *3* и *4* — швеллер № 20; *5* и *6* — железнодорожные рельсы; *7* — скоба.

работ по гибке трубопроводов разогрев труб производят специальными горелками, работающими на солярке, и горн не устанавливают. Распыливание солярки ведется сжатым воздухом от компрессора.

Трубогибочная плита выполняется из вертикально установленных толстостенных труб, нижний конец которых забетонирован в бетонной плите, а верхний

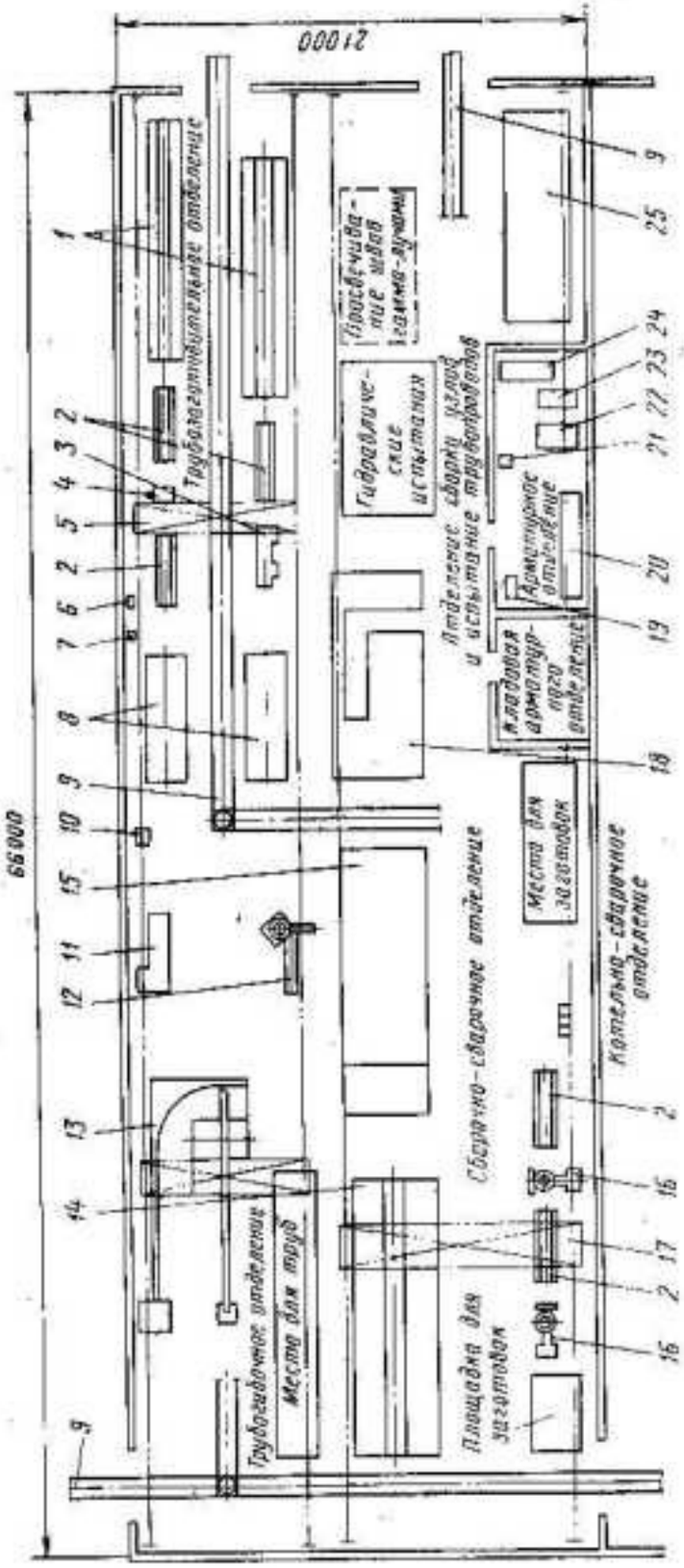


Рис. 9-9. Трубозаготовительная мастерская.
1 — стеллаж для разметки труб; *2* — рольганг; *3* — трубообрезной станок; *4* — газовый труборез; *5* — электрическая кран-балка; *6* — пост газовой резки; *7* — установка для кислородно-флюсовой резки; *8* — столы для заготовок и маркировки их; *9* — узкоколейный путь; *10* — сверлильный станок; *11* — токарный станок; *12* — трубогибочный станок; *13* — доровый трубогибочный станок с электрической лебедкой, Q—5 т для гибки труб диаметром от 108 до 219 мм; *14* — стенд для сборки и прихватки узлов трубопроводов; *15* — стенд для ручной сварки труб; *16* — стапок-манипулятор для полуавтоматической сварки; *17* — мостовой электрический кран Q—5,0 тс; *18* — стенд для сборки узлов трубопроводов и гидравлических испытаний; *19* — сварочный стапок; *20* — сборочный верстак с тисками; *21* — ставок для выравнивания концов труб; *22* — ставок для притирки уплотнительных колец арматуры; *23* — ставок для притирки клапанов задвижек; *24* — стенд для гидравлических испытаний арматуры; *25* — стеллаж для готовой продукции.

выступает над уровнем земли на высоту 0,6—0,7 м (рис. 9-8).

Краны для механизации такелажных работ обеспечивают разгрузку труб с железнодорожных вагонов, установку труб у вышек для набивки их песком, снятие набитых леском труб и укладку их на горн для нагрева, поворачивание труб во время нагрева, уборку согнутых труб с горна и высыпку с них песка, уборку согнутых труб на склад готовой продукции или погрузку на железнодорожные платформы и автомашины для отправки.

При гибке труб больших диаметров и больших длин, набитых песком, а также для увеличения радиуса обслуживания на трубогибочных площадках устанавливают жесткоюгие краны-деррики или вантовые деррики.

Если приходится гнуть очень много труб, устанавливаются башенные краны-погрузчики типа БКСМ-5П, которые передвигаются по подкрановым путям вдоль трубогибочной площадки.

Если объем работ по гибке труб небольшой, то вместо крана-деррика к одной из граней металлической вышки пристраивают стрелу, которая выполняет все такелажные работы на трубогибочной площадке.

Фасонные детали трубопроводов изготовляются в мастерских (рис. 9-9).

9-3. ГИБКА ТРУБ

Изготовление гнутых отводов состоит из следующих технологических операций:

1) подбора труб для гибки;
2) доставки труб на трубогибочную площадку или в мастерскую;
3) изготовления шаблонов по чертежам трубопровода;
4) приготовления оснастки для гибки труб;
5) разметки труб;
6) набивки труб песком;
7) нагрева труб на горне;
8) гибки труб;
9) удаления песка из труб;
10) разметки и резки изогнутых труб согласно рабочим чертежам на отдельные отводы.

Подбор труб для гибки. Для гибки выбирают трубы, на которых не должно быть больших вмятин,

наклепов, расслоений металла, включений посторонних предметов, эллипсности, превышающей установленные нормы, погнутостей и других дефектов. Качество металла труб должно удовлетворять всем требованиям технических условий на изготовление трубопроводов. Толщина стенки труб для гибки должна быть несколько больше, чем для труб прямых участков трубопровода.

Набивка труб песком. Во избежание образования эллипсности и складок в процессе гибки трубы плотно набивают крупнозернистым, хорошо просушенным и тщательно просеянным речным песком. Размер зерен леска обычно колеблется от 1 до 2,5 мм. Применение горного песка, плохо просеянного песка и гальки не допускается, так как во время нагрева труб выгорают легковоспламеняющиеся вещества, уменьшается плотность песка и получается некачественная гибка труб.

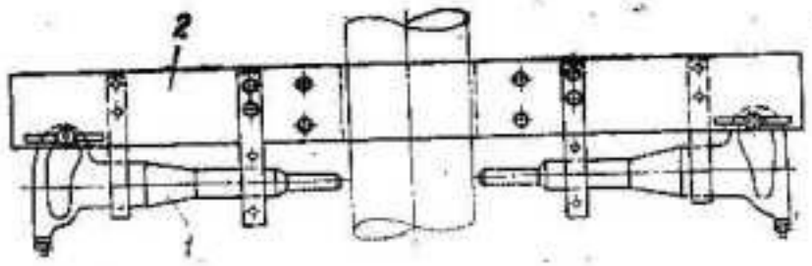


Рис. 9-10. Приспособление с пневмомолотками для уплотнения песка в трубах.
1 — пневмомолотки; *2* — каркас.

Песок просушивают на стальном противне, уложенном на горн. Песок считается просушенным, когда он приобретает хорошую сыпучесть, светлый цвет и не дает испарений. После просушки песок тщательно просеивают на сите с очком не более 2,5×6,5 мм. Пыль с фракцией менее 1,5 мм отсеивается, а комки песка разбиваются или удаляются. Просушенный и просеянный песок должен храниться в сухом помещении в ящике или на трубогибочной площадке в герметическом ящике. Песок для набивки можно использовать не более 3—4 раз. В одном из концов труб забивают деревянную пробку с конусностью 1 : 25 длиной $(1,2—2)D$ или закрывают металлической инвентарной заглушкой. Трубы поднимают и устанавливают вертикально или слегка наклонно и надежно прикрепляют к трубогибочной вышке специальными хомутами или цепями. Трубу наполняют сухим

песком при помощи пневматической подачи и уплотняют специальными устройствами из пневматических молотков или металлических кувалд (рис. 9-10) в зависимости от диаметра труб. Песок считается уплотненным, когда усадка песка в трубе при обстукивании трубы прекратится. После этого закрывают второй конец трубы деревянной или металлической инвентарной пробкой, трубу снимают и подают на горн для нагрева и гибки.

Разметка труб для гибки. Прежде чем приступить к гибке труб на станке или трубогибочной плите, трубы размечают. Разметка труб перед гибкой на станке сводится в основном к нанесению отметки начала гиба. При разметке отводов и калачей от конца трубы отмеряют с помощью стальной рулетки или метра длину прямого участка согласно чертежу или нормали и наносят начало гиба. В процессе гибки трубы вытягиваются, поэтому после первого гиба следует уточнить начало последующих гибов.

При разметке отводов, уток или калачей после нанесения первого гиба отмеряют длину гнутого участка, мм, величина которого определяется по формуле:

$$L=\frac{\alpha\pi R}{180}+l=0{,}01745\alpha R+l, \qquad (9\text{-}1)$$

где L — длина заготовки, мм; α — угол гиба, град; R — радиус гиба, принимаемый $(3,5—4)D_н$, мм; l — прямой участок, необходимый для зажима трубы, мм.

Гнутые детали трубопроводов согласно нормалям изготовляются с углом гиба 15, 30, 45, 60, 90 и 120°. Длина заготовки, мм, при угле гиба 90° определяется по формуле

$$L=1{,}57R+l. \qquad (9\text{-}2)$$

Таблица 9-1

Длина нагреваемых участков труб, мм

Угол гиба, град	Условный проход, мм					
	150	200	250	300	350	400
15	145—165	200—230	250—285	300—340	315—395	390—445
30	290—330	400—460	500—570	600—680	690—790	780—890
45	436—500	600—690	750—865	930—1020	1035—1185	1170—1335
60	580—660	800—920	1000—1140	1200—1360	1380—1580	1560—1780
90	870—1000	1200—1380	1500—1710	1800—2040	2070—2370	2340—2670

Примечание. Первые цифры в таблице даны для радиуса гиба $R=3,5D_н$, и вторые — для $R=4D_н$.

При гибке труб на трубогибочной плите необходимо оставлять прямой участок для закрепления трубы между штырями трубогибочной плиты, величина которого колеблется от 500 до 1000 мм в зависимости от конструкции плиты. Длина нагреваемых участков труб приведена в табл. 9-1.

Пример. Определить длину последующего гнутого участка трубы $D_н$=273 мм, согнутого под углом 60 и 90°, при радиусе гибки R=4, l=100 мм.

Решение. Дано α=60°, R=4·273=1092 мм.
Определяем:

$$L = \frac{60 \cdot 3{,}14 \cdot 1092}{180} + 100 = 1240 \text{ мм.}$$

Дано: α=90°, все остальные величины те же. Тогда

$$L = \frac{90 \cdot 3{,}14 \cdot 1092}{180} + 100 = 1700 + 100 = 1800 \text{ мм.}$$

Нагрев труб перед гибкой производят в горнах или печах, причем углеродистые трубы нагревают до 1050°С, а легированные — до 950—1000°С.

Контроль за температурой нагрева в процессе гибки производят термопарами касания, термокарандашами, а при отсутствии того и другого — по цветам свечения.

Цвет свечения стальных труб в зависимости от температуры нагрева приведен в табл. 9-2.

Таблица 9-2

Цвета свечения стальных труб в зависимости от температуры нагрева

Цвет свечения	Температура нагрева труб, °С	Цвет свечения	Температура нагрева труб, °С
Бурый	500	Густо-красный	800
Красный	550	Густо-оранжевый	900
Темно-красный	650	Оранжево-желтый	1000
Вишнево-красный	700	Соломенно-желтый	1100

При нагреве необходимо следить за равномерным прогревом труб и не допускать перегрева отдельных мест, так как это может привести к уменьшению прочностных характеристик согнутых труб. Для этого во время нагрева поворачивают трубы вокруг своей оси, а также следят за тем, чтобы не было резкого местного охлаждения трубы.

Нагрев труб следует производить до полного нагревания стенки трубы и песка. Достаточный нагрев трубы и песка определяется по отставанию окалины от трубы. Длину участков труб для нагрева в зависимости от диаметра и угла загиба принимают по табл. 9-1.

Гибку труб из углеродистых и низколегированных сталей ведут на плитах различного устройства.

Углеродистые трубы $D_н$ до 529 мм гнут при радиусе гиба не менее 3,5 $D_н$ трубы. При радиусе гиба менее 3,5 $D_н$ получается недопустимое утонение стенки.

Гибку труб производят со скоростью, обеспечивающей поддержание температуры нагрева трубы в интервале гибки. Если по каким-либо причинам не удается закончить гибку и температура трубы из углеродистых сталей будет ниже 700°С, а из легированных сталей — ниже 800°С, трубу необходимо вновь нагреть до 950—1000°С и только после этого продолжать гибку.

Если во время гибки появляются складки, выпучины или эллипсность, выходящая за пределы допусков, гибку следует приостановить и выправить выпучины, если труба не остыла до вишнево-красного цвета, т. е. ниже 800—700°С, и продолжать дальше гибку.

Во время гибки труб угол между тросом, идущим к первому отводному блоку, и осью трубы в течение всего времени гнутья должен быть равным примерно 90°. Поэтому по мере изгиба трубы трос перекидывают с одного отводного блока на другой или переносят отводной блок с одного якоря на другой.

Если угол будет больше 90°, то затылок трубы станет вытягиваться, а если меньше 90°, то появляются складки на внутренней стороне гиба. Труба во время гнутья не должна провисать, а должна находиться все время в одной плоскости. Гибку труб следует производить плавно, без рывков.

Во время гнутья необходимо все время следить за тем, чтобы труба гнулась равномерно. Вначале гнется участок трубы, который ближе к стойкам трубогибочной плиты. При достижении необходимого радиуса соответствующий участок заливают по всей окружности трубы водой, чтобы гнулся следующий участок трубы. Если начинают сильно вытягиваться затылок или на внутренней стороне отвода образуются гофры, то эти места интенсивно охлаждают водой. Если возникла необходимость разогнуть отвод, то водой охлаждают затылок.

Заливку водой следует выполнять осторожно, чтобы не обжечься образующимся паром.

Правильность изгиба трубы контролируется шаблоном или специальным угломером в процессе гнутья и по окончании гибки.

Углеродистые трубы разрешается охлаждать водой в части, законченной гнутьем. При охлаждении труб водой затылочную часть трубы следует охлаждать сильнее для предупреждения ее вытягивания.

В связи с тем, что при остывании отводы выпрямляются на 3—5° во время гибки, трубу перегибают на 3—5° против шаблона.

Охлаждение легированных труб водой во время гибки категорически запрещается. Гибку легированных труб не следует производить при дождливой или ветреной погоде во избежание резкого переохлаждения и ухудшения структуры металла труб.

Все легированные трубы после гнутья для восстановления структуры металла необходимо обязательно подвергать термообработке по заранее разработанному режиму.

Очистка труб от песка. После окончания гибки и остывания труб снимают пробки и высыпают песок. Этот песок сохраняют для гибки последующих труб. После удаления песка из труб их очищают ершами и обстукивают кувалдами, чтобы удалить полностью песок.

При необходимости выполнения особо тщательной очистки согнутых труб рекомендуется сначала промыть трубы 5%-ным раствором соляной кислоты, потом щелочным раствором и водой. Особенно тщательную очистку и промывку следует делать для труб маслопроводов турбин и системы смазки вращающихся механизмов.

Таблица 9-3

Норма времени на 10 гибов, чел-ч

Диаметр и толщина стенки, мм	Гибка с набивкой песком и нагревом	Гибка на приводном станке	Гибка на станке с нагревом токами высокой частоты
133×4,5	56	6,8	3,5
159×6	72	8,4	4,5
219×8	100	—	6,0
273×8	150	—	6,5
325×10	195	—	7,0

После очистки согнутые отводы необходимо тщательно осмотреть с целью выявления трещин, разрывов, гофров и других дефектов. Зачеканка, вырубка и заварка дефектных мест, появившихся в процессе гибки, запрещается.

Гибка труб с набивкой песком и нагревом очень трудоемка, поэтому надо стремиться организовать гибку труб механизированным способом на станках. Для сравнения в табл. 9-3 приводится сравнительная трудоемкость гибки труб разными способами.

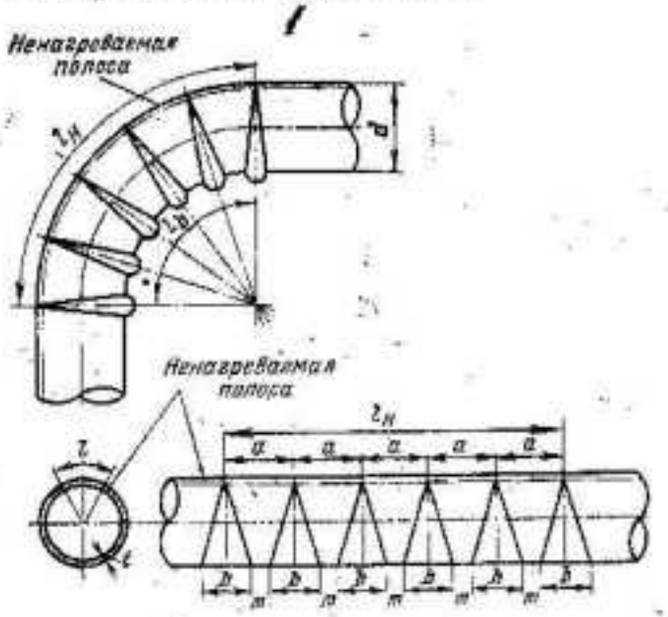


Рис. 9-11. Отводы со складками.

Гибка труб со складками. Отводы со складками применяются в редких случаях и только для трубопроводов с нормальной толщиной стенки, так как при увеличении толщины стенки складки на трубах придают отводам дополнительную жесткость и компенсирующая способность их уменьшается. Отводы со складками изготовляются из бесшовных труб и углеродистой стали (рис. 9-11).

Перед нагревом и гибкой трубу размечают и намечают места гибов. Нагрев производят при помощи ацетилено-кислородных горелок или газовых горелок.

В целях равномерного нагрева складок трубы $D_y <$ <159 мм нагреваются одной горелкой, трубы D_y 273 мм — двумя горелками, трубы $D_y > 273$ мм — тремя или многопламенными горелками.

Кроме ацетилено-кислородных горелок, для нагрева труб при гибке со складками могут быть применены горелки, работающие на соляровом масле или природном газе. Гибка труб со складками выполняется на специальных стендах.

П-образные компенсаторы рекомендуется гнуть из одной трубы.

При общей длине компенсаторов более 9000 мм они изготовляются из двух, трех или семи частей (рис. 9-12).

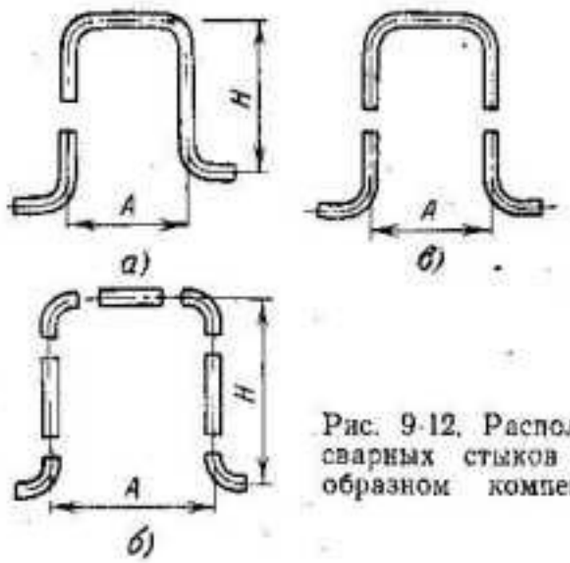


Рис. 9-12. Расположение сварных стыков на П-образном компенсаторе.

В случаях изготовления компенсаторов:

1) из двух частей — сварной стык следует располагать на вылете компенсатора (рис. 9-12,*а*);

2) из трех частей — спинку компенсатора следует гнуть из целой трубы, а затем приварить к ней два отвода (рис. 9-12,*б*);

3) из семи частей (при использовании крутоизогнутых отводов — используют четыре отвода и три патрубка соответствующих размеров (рис. 9-12,*в*).

До начала сборки компенсаторов необходимо точно нанести ось компенсатора и установить контрольные маяки для деталей компенсаторов. При проверке размеров готовых компенсаторов отклонение его основных линий в любом месте не должно превышать 4 мм.

При гибке труб на специальных станках, а также при нагревании труб в горне для гнутья вручную необходимо соблюдать следующие правила предосторожности:

1) для длинных труб во избежание их падения во время нагрева и гнутья применять поддерживающие подставки;

2) при охлаждении нагретых труб водой во избежание ожогов паром применять ковши с удлиненной рукоятью.

При нагревании мест гибки стальных труб в печах обслуживающий персонал должен работать в защитных очках.

При гибке на дорновом станке следует обильно смазать внутреннюю поверхность трубы, точно установить прижимные ролики по поверхности изгибаемых труб, надежно закрепить конец изгибаемой трубы.

При работе на трубогибочных станках с нагревом труб током высокой частоты следует учитывать, что систематическое облучение рабочих токами высокой частоты повышает их утомляемость. Чтобы избежать этого, рабочие не должны находиться близко к индуктору станка в процессе ведения гибочных работ.

Пульт управления должен располагаться от станка на расстоянии не менее 3 м. Особенно осторожно следует производить пуск станка, так как неправильный пуск может привести к поломке станка и травмированию рабочих.

К работе на трубогибочных станках должны допускаться рабочие не моложе 18 лет, прошедшие курс обучения и имеющие удостоверения на право управления данными трубогибочными станками.

Во время работы трубогибочных станков отлучаться работающим на них лицам запрещается.

При съеме и укладке изогнутых труб следует учитывать расположение центра тяжести трубы в пространстве, который при подъеме трубы может переместиться в нижнее положение. При этом изогнутая труба может повернуться и травмировать рабочих.

При производстве работ на трубогибочной площадке необходимо следить за тем, чтобы трубогибочная вышка, подъемные приспособления, площадки для нахождения рабочих во время набивки труб песком, приспособления для закрепления труб к трубогибочной вышке, а также лестницы на вышку находились в исправном состоянии. Необходимо следить за тем, чтобы на трубогибочную вышку не устанавливалось недопустимое количество труб.

Электролебедки и другие электрические устройства должны соответствовать всем правилам и безопасной эксплуатации электрических устройств, работающих при напряжениях до 1000 В.

При строповке труб следует между трубой и тросом уложить деревянные прокладки, исключающие выпадение труб из стропов. Стропить и переносить необходимо одну трубу.

Устройство нагревательных печей, прокладка коммуникаций газа, мазута, сжатого воздуха и воды должны исключать опасность нахождения рабочих в зоне трубогибочной площадки и их обслуживания.

Схема расстановки лебедок, якорей для блоков, расположения тросов и трубогибочного куста должна исключать попадание рабочих в опасную зону. Место установки лебедок для гибки труб должно находиться в безопасной зоне, и над ним не должны переносить трубы и другие грузы. Канат лебедок, применяемый при гнутье труб, должен быть исправным и иметь пятикратный запас прочности. Крепление каната к трубе во избежание его соскакивания следует производить «мертвой» петлей.

Грузоподъемные механизмы должны систематически осматриваться. Все замеченные неисправности должны немедленно устраняться.

При наличии на трубогибочных площадках башенных кранов краны и пути должны содержаться в исправном состоянии. Грузоподъемные механизмы не должны перегружаться. При гибке труб необходимо следить за тем, чтобы никто из работающих на трубогибочной площадке не находился в местах пересечения тросов, вдоль тросов или с тыльной стороны изгибаемой трубы.

На монтажных участках гнуть «нагорячо» трубы диаметром более 159 мм нежелательно, так как много средств тратится на временные сооружения, лучше ограничиться гибкой труб диаметром до 159 мм на трубогибочных станках ТГМ-38-159 и ТГМ-38-108 «вхолодную» без набивки труб песком. Отводы диаметром до 40 мм можно изготовлять и на ручных трубогибах. Прежде чем приступить к гибке труб на трубогибочных станках, необходимо трубогибочные станки отладить и правильно подобрать оснастку. Для получения качественного гнутья необходимо, чтобы сектор, прижимная колодка и дорн точно соответствовали размерам изгибаемой трубы. Радиус сектора подбирают в зависимости от заданного радиуса гнутья с учетом, что труба после гнутья должна пружинить.

Диаметры ручьев гибочного сектора и прижимной колодки берутся равными номинальному диаметру трубы или больше его на 0,5—1,5 мм (в зависимости от диаметра трубы). Длина прижимной колодки должна быть не менее $1{,}5D_н$.

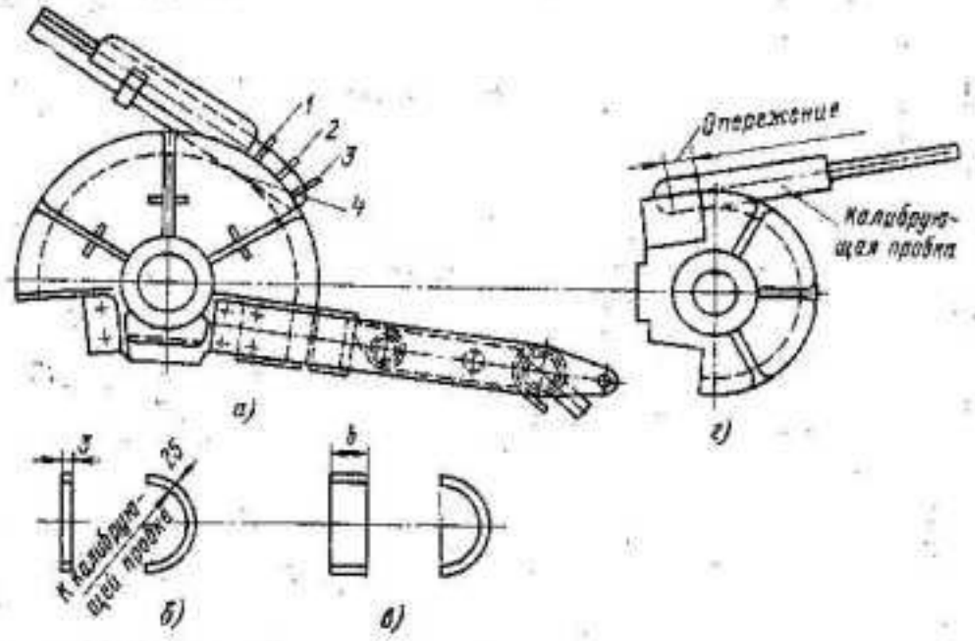


Рис. 9-13. Установка калибрующей пробки по установочному шаблону.

а — разные положения установочного шаблона на калибрующей пробке: *1, 2, 3* — положения шаблона; *4* — положение установочной прокладки; *б* — установочный шаблон; *в* — установочная прокладка; *г* — установка опережения калибрующей шарообразной пробки.

Диаметр дорна подбирают в соответствии с табл. 9-4. Правильную установку дорна определяют опытным путем. Положение дорна для труб с нормальной толщиной

Таблица 9-4

Зазоры между дорном и внутренним диаметром трубы

Внутренний диаметр трубы, мм	Зазор между дорном и внутренним диаметром трубы, мм
<22	1,0
23—45	1,5
46—60	2,0
61—100	2,5
>100	3% внутреннего диаметра трубы

стенки показано на рис. 9-13,*а*; для труб с утолщенной стенкой дорн подается несколько назад (рис. 9-13,*б*), а для тонкостенных труб — вперед (рис. 9-13,*в*). При излишнем выдвижении дорна вперед тыльная часть трубы сильно вытягивается, а значительная подача дорна назад увеличивает эллипсность в месте гиба. Перед гнутьем каждой трубы дорн и прижимную колодку смазывают солидолом.

9-4. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ФАСОННЫХ СВАРНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ

Для изготовления сварных отводов применяются трубы: 1) бесшовные для трубопроводов p_y=4,0—С (2,5—С) МПа; 2) сварные для трубопроводов p_y==1,0—С МПа.

Отводы сварные изготовляются по рабочим чертежам проектных организаций.

Детали наборных сварных отводов нормализованы. Применение этих нормалей значительно упрощает работы по проектированию, изготовлению и монтажу трубопроводов.

По нормалям рис. 2-2 приняты сварные отводы с углом поворота 22°30′, 30°, 45°, 60°, 67°30′, 90°. Угол скоса принимается равным 11°15′ и 15°, при этом:

1) отводы с углом 90° следует изготавливать из двух промежуточных секторов с углом 30° и двух концевых секторов с углом 15°;

2) отводы с углом 60° — из одного промежуточного сектора с углом 30° и двух крайних с углом 15°;

3) отводы с углом 45° — из двух секторов с углом 22°30′;

4) отводы с углом 30° — из двух секторов с углом 15°.

При определении длин труб отводов значение x (см. рис. 2-2) следует принимать по табл. 9-5.

Указанная конструкция отводов позволяет производить заготовку секторов каждого типа серийно в централизованном порядке и использовать их для изготовления требуемых сварных отводов. Это сводит к минимуму отходы труб при изготовлении наборных отводов.

Для разметки труб на секторы и полусекторы применяют шаблоны, изготовленные из тонкой стали, алюминиевого листа или толя.

ТП09—13 Альбом VIII

Таблица 9-5

Значение x при определении длин труб отводов, мм

$D_н$, мм	R, мм	Углы поворота					
		22°30′	30°	45°	60°	67°30′	90°
		x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6
108	150	11	14	22	32	60	97
133	190	13	18	28	41	76	121
159	225	16	21	33	48	90	143
219	300	22	29	43	63	119	190
273	375	27	37	54	80	149	238
325	450	32	44	65	96	179	286
377	525	38	51	75	112	209	334
426	600	42	57	87	129	239	382
478	675	48	64	98	145	270	430
529	500	52	71	55	84	182	295
630	600	62	84	66	101	219	355
720	700	72	96	79	120	257	416
820	800	82	110	90	138	294	476
920	900	92	123	102	155	331	536
1020	1000	100	137	114	173	368	595
1220	1200	120	163	137	208	442	715

Размеры шаблона могут быть определены графическим способом путем построения развертки сектора, вычерченной в натуральную величину.

При разметке шаблонов секторов для сварных отводов необходимо особое внимание уделить размерам y, а также правильному делению окружности трубы на равные части; неправильное нахождение размеров приводит к дополнительным работам при сборке и ухудшению качества сборочных и сварочных работ, а в общем — к ухудшению качества изделий и перерасходу материалов.

Прежде чем выполнять работы по резке секторов из труб, необходимо проверить правильность шаблонов на моделях, подкорректировать их и затем только можно приступать к изготовлению секторов по шаблонам.

При изготовлении шаблонов к разметке секторов принято окружность делить на 16 равных частей; в отдельных случаях можно окружность делить и на другое количество частей и затем определять размеры y.

Лучшим способом определения размеров шаблона является подсчет размеров y алгебраическим путем, используя диаметр трубы, угол наклона среза трубы α

и угол наклона радиуса к горизонтали φ (рис. 9-14), по следующим формулам:

$$\left.\begin{aligned}
y_1 &= \frac{D}{2}(1-\cos\varphi_1)\operatorname{tg}\alpha;\\
y_2 &= \frac{D}{2}(1-\cos\varphi_2)\operatorname{tg}\alpha;\\
y_3 &= \frac{D}{2}(1-\cos\varphi_3)\operatorname{tg}\alpha;\\
y_4 &= \frac{D}{2}(1-\cos 90^\circ)\operatorname{tg}\alpha = \frac{D}{2}\operatorname{tg}\alpha;\\
y_5 &= \frac{D}{2}(1-\cos\varphi_3)\operatorname{tg}\alpha = \frac{D}{2}(1+\cos\varphi_3)\operatorname{tg}\alpha;\\
y_6 &= \frac{D}{2}(1-\cos\varphi_2)\operatorname{tg}\alpha = \frac{D}{2}(1+\cos\varphi_2)\operatorname{tg}\alpha;\\
y_7 &= \frac{D}{2}(1-\cos\varphi_1)\operatorname{tg}\alpha = \frac{D}{2}(1-\cos\varphi_1)\operatorname{tg}\alpha;\\
y_8 &= \frac{D}{2}(1-\cos 180^\circ)\operatorname{tg}\alpha = D\operatorname{tg}\alpha.
\end{aligned}\right\} \qquad (9\text{-}3)$$

После определения всех размеров вычерчивают их шаблон в натуральную величину, соединяя полученные точки плавной кривой, и вырезают. При помощи шабло-

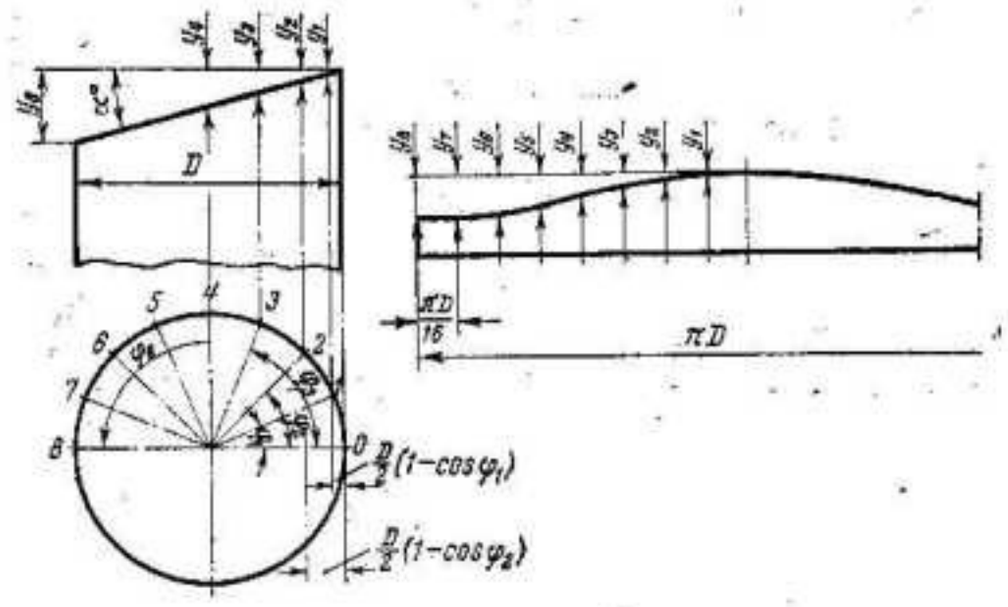


Рис. 9-14. Развертка косого среза трубы и шаблон.

на, обернутого вокруг трубы, производят разметку секторов или полусекторов.

Размеры шаблона для сектора с углом 30° для бесшовных труб в соответствии с нормалями приведены на рис. 9-15 и в табл. 9-6.

Обработка концов отводов под сварку должна выполняться в соответствии с указаниями нормалей и чертежей. Допуски на размеры выполняются по 9-му классу точности ОСТ 1010, ГОСТ 2689-54.

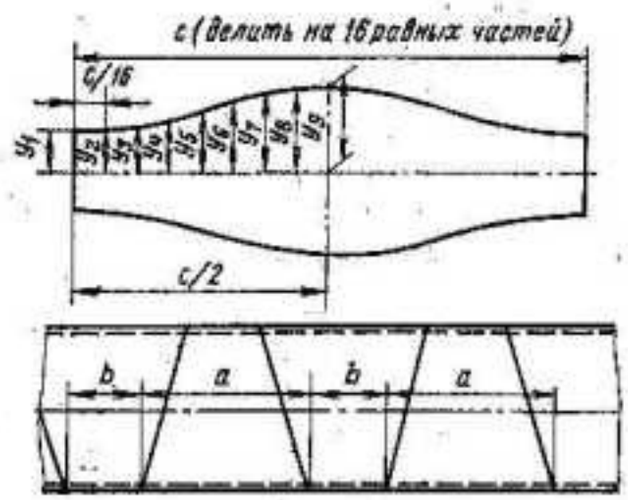


Рис. 9-15. Шаблон для разметки сектора с углом 30° из бесшовных труб.

Заготовка секторов (рис. 9-16), подготовка фасок под сварку могут выполняться как ручным способом при помощи автогенных резаков, так и при помощи специальных приспособлений и автоматов.

Для отводов с толщиной стенки $S \leqslant 7$ мм допускается применять шов с углом разделки кромок под сварку 90°

Таблица 9-6

Размеры шаблона для сектора с углом 30° для бесшовных труб, мм (рис. 9-15)

$D_у$	$D_н \times S$	a	b	c	y_1	y_4	y_8
100	108×4	110	52	339	26	27	30
125	133×4	138	66	418	33	34	38
150	159×4,5	162	78	500	39	40,5	45
200	219×7	220	102	688	51	53	59,5
250	273×8	274	128	858	64	67	74,5
300	325×8	328	154	1021	77	80,5	90
350	377×10	382	180	1184	90	94	105
400	426×11	436	208	1338	104	108,5	120,5

Продолжение табл. 9-6

$D_у$	$D_н \times S$	H_1	H_2	H_3	H_4	H_5	H_6
100	108×4	35	41	46	51	54	55
125	133×4	44	51	58	63	67	69
150	159×4,5	52	60	68	75	79,5	81
200	219×7	69	80	92	101,5	108	110
250	273×8	86,5	100,5	114,5	126,5	134	137
300	325×8	104	120,5	137	151	160,5	164
350	377×10	121	140,5	160	176	187	191
400	426×11	139	161	183	201,5	213,5	218

вместо 60°. Для секторов $D_у$ 400 и выше сварной шов должен быть с подваркой.

При сборке под сварку наборных колен необходимо следить за тем, чтобы все сегменты были собраны при соблюдении разметочной линии.

Хорошее качество слесарно-сборочных работ достигается за счет применения приспособлений при резке секторов из труб и снятия фасок под сварку. Применение специальных приспособлений значительно снижает трудозатраты и ускоряет производство работ при изготовлении заготовок отводов и других фасонных частей. Для изготовления секторов с успехом применяют токарные

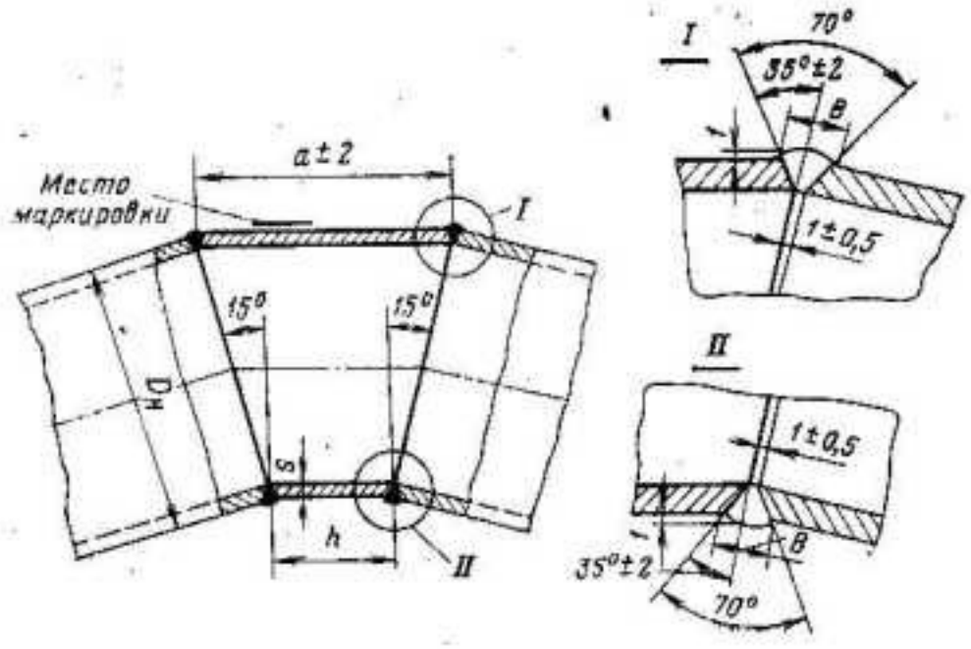


Рис. 9-16. Сектор с углом 30°.

станки, снабдив их приспособлением, показанным на рис. 9-17.

Сварка деталей и узлов производится с применением электродов Э42, Э42-А, 350-А дипломированными сварщиками в соответствии с правилами Госгортехнадзора.

Сварные швы должны быть ровными, а кратеры заварены.

Края швов должны сопрягаться с основным металлом плавно, без резких переходов и наплывов.

Не допускаются трещины, наплывы и подрезы на поверхности швов и в местах перехода, а также коздреватость и пористость наружной поверхности шва.

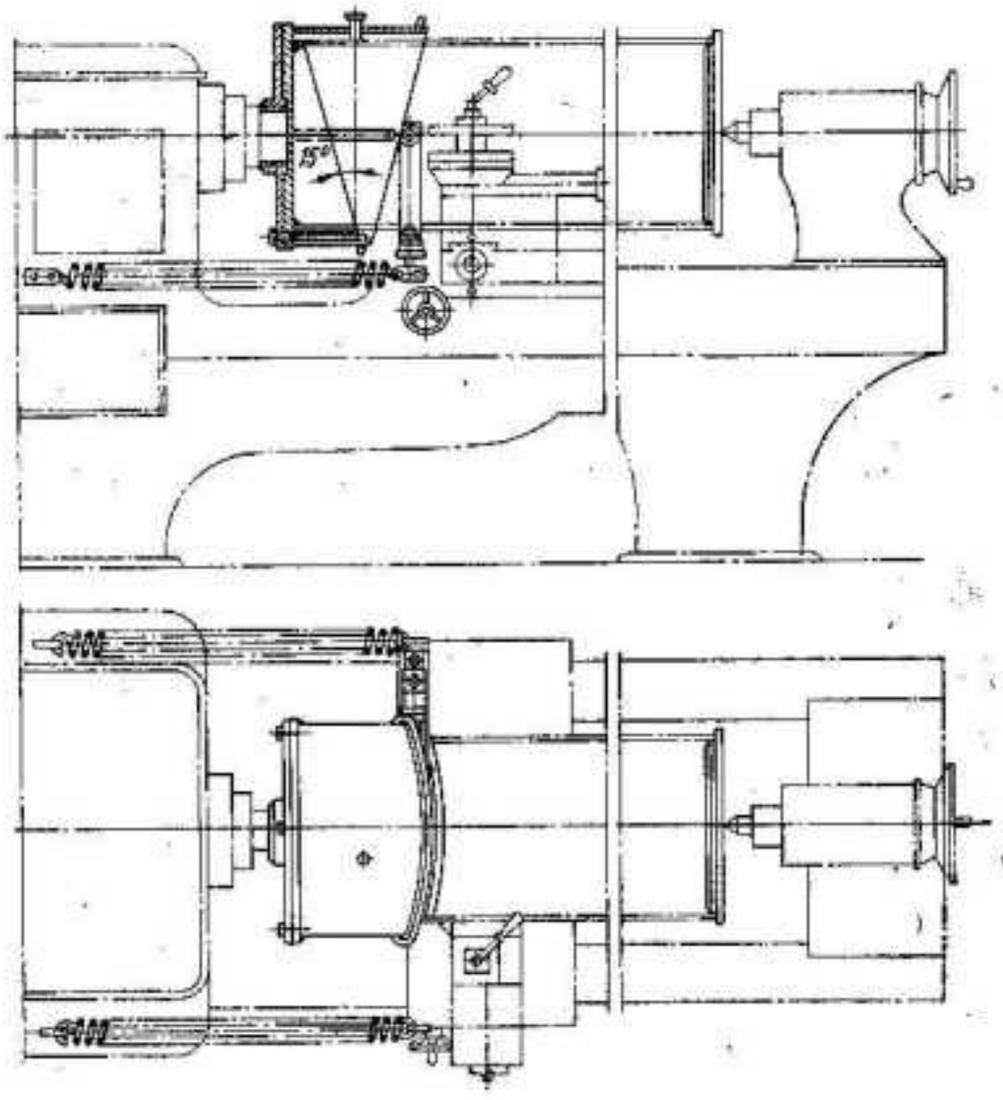


Рис. 9-17. Приспособление для заготовки секторов отводов на токарном станке.

Исправление дефектов сварки подчеканкой не допускается. Все сварные фасонные части с $D_y \leqslant 400$ подвергаются гидравлическому испытанию пробным давлением по ГОСТ 356-68 или по указаниям в нормалях, а с $D_y > 400$ подвергаются испытанию керосином.

После окончания работ по изготовлению наборных отводов необходимо очистить все сварные швы от сварочного шлака и грата, принять их, замаркировать, указав: диаметр трубы, толщину стенки и номер соответствующей нормали.

Изготовление тройников

Согласно ОСТ 24.03.005 котлостроительными заводами тройники изготовляются следующих видов:

1) штампованные D_y 10—65 мм равнопроходные и переходные на p_y=6,4÷40 МПа (рис. 9-18);

2) с вытянутой горловиной переходные на условные проходы: $D_y \times D_y$ 100×80÷300×250 мм при $p_{ном}$=4,0 МПа и t=440°С; $p_{ном}$=7,6 МПа и t=145°С; $D_y \times D_y$ 350×200÷450×400 при $p_{ном}$=4,4 МПа и t=340°С (рис. 9-19);

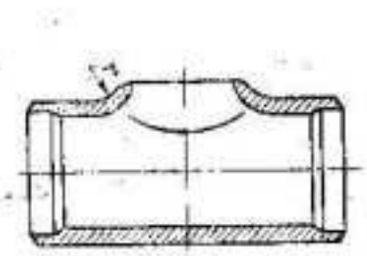


Рис. 9-18. Штампованные тройники.

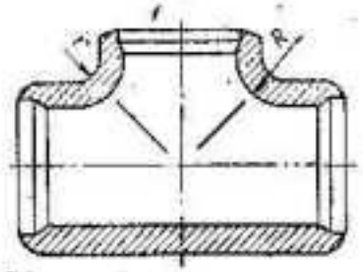


Рис. 9-19. Тройники с вытянутой горловиной.

3) штампованные с вытянутой горловиной равнопроходные с условным проходом D_y 100—175 мм при $p_{ном}$=10,0 МПа и t=540°С; D_y 150 мм при $p_{ном}$=4 МПа, t=570°С; D_y 100, 175 и 225 мм при $p_{ном}$=23,0 МПа, t=230°С и $p_{ном}$=18,5 МПа, t=215°С;

4) штампованные с вытянутой горловиной переходные с условными проходами $D_y \times D_y$ 150×125 мм при $p_{ном}$=10,0 МПа, t=540°С; $D_y \times D_y$ 150×100 и 175×150 мм при $p_{ном}$=23,0 МПа, t=230°С и $p_{ном}$=18,5 МПа, t=215°С;

5) сварные равнопроходные: D_y 100—250 мм при $p_{ном}$=14,0 МПа, t=570°С и $p_{ном}$=14,0 МПа, t=545°С; D_y 100—250 мм при $p_{ном}$=4,1 МПа и t=570°С; D_y 100, 150, 250 мм при $p_{ном}$=23,0 МПа, t=230°С и $p_{ном}$=18,5 МПа, t=215°С (см. рис. 2-7).

На монтажных участках тройники изготовляются только сварными. При изготовлении сварных тройников вырезка отверстий в трубе производится по фактическому внутреннему диаметру привариваемого штуцера. Приварка штуцера к трубе производится на подкладном кольце. После приварки штуцера тройник протачивается на токарном станке, удаляются кольцо и корень шва.

Термообработка тройников после сварки обязательна в следующих случаях: 1) при толщине стенки свыше 35 мм одного из элементов тройника (трубы или штуцера), выполненных из углеродистой стали; 2) при сварке тройников из легированной стали независимо от толщины стенки.

В последнее время заводы переходят на изготовление тройников с вытянутой горловиной. Диаметр тройников зависит от оснастки и прессов. Конфигурация тройников, размеры и допуски на них должны соответствовать значениям, указанным в ОСТ на тройники.

Изготовление переходов

На заводах переходы изготовляются точеные, кованые, кованно-точеные, штампованные из листовой стали из двух половин и сваренные двумя продольными швами.

На монтажных участках переходы изготовляются из листовой стали и труб (рис. 2-6).

Переходы заводского изготовления применяются для условных давлений от 0,1 до 6,4 МПа и от 6,4 до 40 МПа и температуры от 350°С до 570°С.

Размеры переходов определяются ОСТ на переходы.

Точеные переходы изготовляются размерами: 20×10, 32×10, 32×20, 50×50×32 мм.

Кованно-точеные переходы изготовляются размерами: 50×20, 65×20, 50×20, 100×50.

Штампованные из труб изготовляются размерами от 76×10 до 450×400 мм (согласно ОСТ 24.318.06).

Штампованные из листовой стали применяются для любых параметров среды в зависимости от марки стали и толщины листов, а размеры их определяются размерами оснастки и мощности прессов.

Для трубопроводов блоков 300, 500 и 800 МВт кованые переходы для паропроводов давлением 25,5 МПа изготовляются следующих размеров: D_y 40×20, 100×70, 125×70, 125×100, 150×100, 150×125, 200×100, 200×125 и 200×150 мм.

Симметричные сварные переходы, так же как и несимметричные, изготовляются на условное давление 1,6 МПа, когда больший диаметр перехода не превышает 700 мм, и на условное давление 1,0 МПа, когда больший диаметр перехода находится между 800 и 1200 мм. Для паропроводов промежуточного перегрева пара блоков 300 МВт и выше при 570°С сварные переходы имеют следующие условные проходы: 550×500, 500×400, 450×350 и 450×400 мм. Переходы для труб больших диаметров для промежуточного перегрева пара при 340°С условных проходов 600×450 и 650×600 мм изготовляются сварными из листовой стали марки 15ГС, ГОСТ 5058-73.

Переходы сварные лепестковые изготовляются только симметричными для условных диаметров трубопроводов от 150 до 1200 мм (см. рис. 2-6).

Возможно изготовление переходов из двух половин с двумя продольными сварными швами из листовой стали толщиной не менее толщины соединяемой трубы большего диаметра.

Режим нагрева при изготовлении переходов устанавливается заводом-изготовителем. При нагреве заготовок образование окалины должно быть минимальным. После обжатия переходы очищают от окалины и осматривают с целью выявления образовавшихся трещин и других пороков.

На внутренней поверхности обжатого конца перехода допускаются незначительные продольные углубления и риски, если они полностью удаляются при последующей механической обработке. Овальность переходов на торцах должна находиться в пределах установленных допусков на размеры соответствующих труб. Торцы переходов должны быть перпендикулярны продольной оси переходов. Допускается отклонение от перпендикулярности до 1% наружного диаметра перехода, но не свыше 1,5 мм. Эксцентриситет меньшего диаметра по отношению к большему должен быть не более 2%. Допуски на утонение стенок и обработку фасок принимаются такими же, как и для труб соответствующих диаметров.

Все сварные переходы до D_y 400 мм включительно подвергаются гидравлическому испытанию давлением $p_{пр}$. Переходы $D_y > 400$ мм подвергаются испытанию на плотность керосином.

9-5. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НА ИЗГОТОВЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ КОТЛОСТРОИТЕЛЬНЫМИ ЗАВОДАМИ И ЗАВОДАМИ МОНТАЖНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Трубопроводы пара и горячей воды должны изготовляться по ОСТ 24.03.004 «Трубопроводы пара и горячей воды тепловых электростанций. Технические условия. Изготовление». Стандарт распространяется на изготовление деталей, элементов, трубопроводных блоков, опор, подвесок и ручных дистанционных приводов к арматуре для трубопроводов всех категорий, предусмотренных «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госгортехнадзора СССР, он обязателен для всех заводов и организаций, проектирующих и изготавливающих трубопроводы тепловых электростанций.

Блоки трубопроводов изготовляются из труб и деталей наружным диаметром не менее 108 мм. Габариты блоков с учетом всех выступающий частей и элементов не должны превышать следующих размеров: для блоков, подвергающихся термообработке в заводских печах, и блоков из труб $D_н$=108 и 133 мм: прямых — 8 м, плоских — 8×2,6 м, прямых и плоских с разворотом элементов — 8×2,6×1,1 м; для блоков, подвергающихся местной термообработке и нетермообрабатываемых, кроме блоков из труб $D_н$=108 и 133 мм: прямых — 11 м, плоских — 11×2,6 м, прямых и плоских с разворотом элементов — 11×2,6×1,1 м. Кроме маркировки, нанесенной на отдельных элементах, на блок наносится металлическими клеймами общая маркировка, номер чертежа блока, номер монтажно-сборочного чертежа и номер позиции, номер детальной описи и номер отправочной позиции, товарный знак завода. Техническими условиями ОСТ 24.03.004 для деталей и блоков трубопроводов установлены следующие допуски: неперпендикулярность торцов труб и деталей оси не должна превышать:

Диаметр, мм	<133	159—245	273—465	480—630	>630
Неперпендикулярность, мм	1	2	3	5	7

Отклонение расстояния между осями штуцеров или от оси крайнего штуцера до торца трубы ±10 мм.

Отклонение оси штуцера от проектного положения в любую сторону не должно превышать:

Высота штуцера, мм	<450	<700	>700
Отклонение, мм	3	4	5

Излом оси прямого участка блока и выход из плоскости 0,005 длины этого участка.

Отклонение осевых линий концов отводов от проектного положения не более 0,01 длины короткого прямого участка отвода. Согласно инструкции по монтажу трубопроводов блоков 300 МВт

отклонения размеров деталей и заводских блоков трубопроводов сверхвысокого давления от проектных, выявленных при техническом осмотре, не должны превышать следующих допусков: при проверке гнутых деталей по плазу отклонение конца плоских труб (в плоскости трубы) — до 5 мм, расстояние между концами П-образных и Z-образных труб $D_н \leqslant 219$ мм — до ±15 мм; $D_н \geqslant 219$ мм — до ±25 мм при сохранении параллельности сторон; расположение приварных штуцеров по длине трубы — ±3 мм, по окружности — ±2 мм, отклонение от радиальности не более 2 мм.

Длина прямого участка заводского блока от сварного стыка или от приварного штуцера до гиба должна быть не менее:

Диаметр, м	133	325	377
Длина, мм	400	500	800

Арматура всех диаметров поставляется укомплектованной фланцами с приваренными патрубками, прокладками, подкладными кольцами и крепежом. Опоры, подвески, дистанционные ручные приводы к арматуре поставляются комплектно с блоками трубопроводов в отдельной упаковке.

Согласно указанию «Теплоэлектропроекта» для изготовления фасонных частей не разрешается применять электросварные трубы со спиральным швом.

Гибка. Радиус гиба труб при изготовлении изогнутых колен (отводов), компенсаторов и других гнутых элементов трубопроводов должен быть не менее 3,5 $D_н$. Допускается применение крутоизогнутых колен (отводов) с радиусом гиба не менее $D_н$ при условии, что они изготовлены на специализированном оборудовании методами горячей протяжки, штамповки или гибки.

При гибке труб с нагревом длина участка трубы, мм, подлежащего нагреву, определяется по формуле

$$L = 0{,}0175\,\alpha R,$$

где α — угол, на который гнется отвод, град; R — радиус отвода, мм.

При гибке труб на угол 90° длину нагреваемого участка выбирают равной шестикратному условному диаметру трубы. Трубы для гибки подбирают с плюсовым допуском по толщине стенки. На трубах не должно быть трещин, плен, закатов, глубоких рисок. Гибка труб должна производиться с нагревом в интервале температур: трубы из углеродистой стали — от 1050 до 650°С, трубы из легированных сталей — от 1050 до 800°С. Применение каменного угля для нагрева труб не допускается из-за значительного содержания в нем серы.

При гибке труб из легированных сталей не допускается охлаждение нагретых участков водой.

Гнутые участки труб из низколегированных сталей должны подвергаться после гнутья термической обработке для восстановления структуры металла по следующему режиму: нагрев до 900—930°С с выдержкой при этой температуре из расчета 2 мин на 1 мм толщины стенки труб и с последующим замедленным охлаждением со скоростью 5°С 1 мин до температуры 300°С; дальнейшее охлаждение на открытом воздухе. Термообработка должна производиться не позже чем через двое суток на внутренней стороне

Гибка труб с выжиманием складок на внутренней стороне колена допускается для трубопроводов 2, 3 и 4-й категорий. Отводы

с гофрами изготовляют преимущественно из бесшовных труб с нормальной толщиной стенки. При изготовлении отводов из прямошовных труб шов располагают на затылке отвода, а при гибке компенсаторов — на нейтральной линии. Радиус гиба берется равным (3—4) $D_н$, нагрев производят до 800°С, гибку каждой складки начинают сразу после ее нагрева. Угол, на который гнется труба при выжимании одной складки, равен углу отвода, разделенному на число складок. В процессе гнутья тыльную часть отвода охлаждают водой.

Трубопроводы для химпокрытия резиной должны отвечать следующим требованиям: максимальная длина прямых труб 2 м; в тройниках и крестовинах место сопряжения штуцера с основной трубой не должно иметь изнутри острого угла, а иметь округленную поверхность радиусом не менее 8 мм.

Для тройников и крестовин длина прямой трубы не должна превышать:

Диаметр, мм	<37	<250	<200	>200
Длина, мм	150	200	300	$<2D_н$

При приварке штуцеров к тройникам, крестовинам и прямым трубам $D_н = 133$ мм и выше и у сварных швов секторных отводов $D_н = 108$ мм и выше должна производиться внутренняя подварка швов с последующей зачисткой и округлением шлифовальной машинкой; трубы должны иметь изгибы только в одной плоскости; гнутый участок не должен иметь гофров; шов внутренней подварки фланца должен округляться по радиусу 8—15 мм, при этом допускается уменьшение зеркала фланца на 10—15% против размера по чертежу.

В МРТУ 34-1202-66 установлены следующие допуски для блоков трубопроводов $p_{раб}$ до 2,2 МПа: исполнительная длина блока — ±5 мм при длине до 1 м; ±2 мм на каждый последующий метр длины блока, но не более ±20 мм в общей сумме; смещение перпендикулярности концевых фланцев или концов труб, обработанных под сварку, к главной оси фасона, а также фланцев или штуцеров к их оси, не должно превышать:

$D_у$, мм	100—250	300—350	400—500
Смещение, мм	±2	±2,5	±3

Неперпендикулярность торцов гнутых и прямых труб их оси допускается:

$D_н$, мм	<133	133—426	>519
Неперпендикулярность, мм	1	2	3

Отклонение расстояния между осями штуцеров или между осью крайнего штуцера и торца трубы ±5 мм.

Отклонение оси штуцера от проектного положения при высоте штуцера до 450 мм ±3 мм, до 700 мм — ±5 мм.

Отклонение осевых линий концов отводов в любом направлении не должно превышать 2 мм при длине участка до 1 м; при длине участка свыше 1 м — 3 мм на каждый метр длины прямого участка.

Отклонение габаритных размеров гнутых труб от проекта ≤2 мм, отклонение угла ≤2°, радиуса — ≤4%, овальности — ≤8%. После обработки всех сварных швов детали, изготовленные

под гуммирование, должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию давлением на 50% выше рабочего, но не менее 0,9 МПа в течение 5 мин.

Собранные блоки трубопроводов $D_y<400$ мм включительно должны подвергаться на заводе гидравлическому испытанию давлением на 50% выше рабочего, сварные стыки трубопроводов $D_y>400$ мм до сборки в блоки подвергаются испытанию на керосин.

Гидравлическое испытание блоков или проверка швов на плотность керосином могут быть заменены физическими методами контроля (рентгеноскопия, ультразвуковая дефектоскопия или граммаграфия) с охватом 100% стыков по всему периметру. Все концы блока должны быть закрыты специальными заглушками. При отправке готовых трубопроводов завод выдает заказчику: комплектовочную ведомость, отправочную ведомость, паспорт трубопровода (для трубопроводов, подведомственных Госгортехнадзору), акты испытания арматуры на плотность, свидетельство об элементах трубопровода.

Глава десятая

МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ

10-1. ОБЩИЕ ПРАВИЛА МОНТАЖА ТРУБОПРОВОДОВ

К монтажу трубопроводов разрешается приступать только после выполнения всех подготовительных работ согласно проекту производства работ по монтажу трубопроводов и сборки блоков трубопроводов.

Все работы по монтажу трубопроводов должны производиться по технологии, разработанной проектной организацией или заводом — изготовителем трубопровода.

При монтаже трубопроводов должны соблюдаться технические условия на монтаж трубопроводов, учитывающие требования Правил Госгортехнадзора, строительные нормы и правила, а также требования ведомственных инструкций по монтажу трубопроводов.

Работы по монтажу трубопроводов должны выполняться монтажной организацией, располагающей квалифицированными инженерно-техническими работниками, слесарями-монтажниками и сварщиками, имеющими удостоверения на производство сварочных работ, а также необходимыми техническими средствами.

Перед сборкой в блоки или перед отправкой с завода-изготовителя на место монтажа деталей и элементов трубопроводов, поставляемых россыпью, все детали и элементы из легированной стали должны подвергаться стилоскопированию.

Элементы и детали трубопроводов перед отправкой на место монтажа должны быть тщательно очищены, а отверстия, сообщающие их внутренние полости с атмосферой, закрыты заглушками.

Монтажная организация обязана проверить наличие выписок из сертификатов, свидетельств или паспортов, а также клейм и заводской маркировки у всех поступающих на монтажную площадку элементов и деталей трубопроводов.

Монтаж трубопроводов выполняется блоками. До подачи блоков в монтаж блоки должны быть приняты, а также должны быть установлены постоянные опоры и подвески. Блоки и отдельные трубы горизонтальных участков трубопроводов должны устанавливаться с уклонами, указанными на чертежах, а в случаях отсутствия указаний — с уклонами согласно СНиП для рабочих сред:

Перегретый пар	0,004
Насыщенный пар и пар отбора от турбин	0,006
Питательная вода конденсата и циркуляционная вода	0,002
Масло	0,010
Водород, кислород и ацетилен	0,002
Продувки и дренажи паропроводов	0,006
Дренажные трубопроводы воды всех назначений	0,002
Природный газ	0,002
Трубопроводы, работающие без напора	0,010
Нефтемазутопроводы	0,05

Должна быть обеспечена прямолинейность осей всех участков трубопровода, за исключением поворотов.

Необходимо следить за тем, чтобы трубопровод лежал на всех опорах и висел на всех подвесках и чтобы в опорах и подвесках не наблюдалось слабины и защемлений, чтобы вся нагрузка от труб и арматуры передавалась на опоры и подвески, а не на трубы.

В случаях надобности допускается производить подгибку на угол не более 10° с нагревом участка подгибки до 600—650°С.

Подгибка труб из легированных сталей 12Х1МФ и 15Х1М1Ф допускается в исключительных случаях при нагреве участка подгибки не выше температуры термообработки сварных соединений. Повторная термообработка сварных соединений в этих случаях не требуется.

Блоки и детали трубопровода при установке их на опоры и подвески должны быть так закреплены, чтобы

исключалась возможность их падения, передвижения и изменения геометрического положения.

Технология монтажа блоков и отдельных элементов должна обеспечивать свободную установку их и высокую производительность труда.

При присоединении арматуры и фасонных деталей на сварке сварные соединения необходимо подготавливать по рабочим чертежам, а в случае отсутствия их — согласно инструкции на сварку углеродистых и низколегированных труб.

Кромки литых деталей трубопроводов должны подготовляться в заводских условиях механическим путем. Никакой дополнительной обработки литых деталей в условиях монтажа производить не разрешается без специального согласования с заказчиком и заводом-изготовителем.

Перед сборкой сварного стыка должна проверяться перпендикулярность плоскости реза оси трубы. Отклонение от перпендикулярности допускается не более 1 мм для труб диаметром до 133 мм и 1,5 мм для труб диаметром свыше 133 мм.

Фаски и прилегающие к ним наружные и внутренние поверхности труб на ширине не менее 10 мм должны быть очищены от грязи, масла и ржавчины до металлического блеска.

В правильно собранном стыке не должно быть переломов осей труб в месте стыка. Максимально допустимый зазор между концом контрольной линейки и поверхностью трубы на расстоянии 200 мм от стыка не должен превышать 1 мм для труб $D_у \leqslant 100$ мм и 2 мм для труб $D_у \geqslant 100$ мм (см. рис. 5-19).

Для поперечных стыков, не подлежащих ультразвуковому контролю или местной термообработке, расстояние между осями соседних сварных швов на прямых участках трубопровода должно быть не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб, но не менее 100 мм, а для трубопроводов 4-й категории не менее 50 мм. Расстояние от оси сварного соединения до начала закругления гиба должно быть не менее 100 мм.

Для поперечных стыков, подлежащих ультразвуковому контролю, длина свободного прямого участка трубы от оси шва до ближайших приварных деталей, до начала гиба, до оси соседнего поперечного шва в зависимости от номинальной толщины стенки, должна быть не менее следующих величин:

S, мм	15	15—30	30—36	>36
Длина, мм	100	$5S+25$	175	$4S+30$

Для поперечных стыков, подлежащих местной термообработке, это расстояние должно быть не менее значения l, мм, вычисленного по формуле

$$l = 1{,}5\sqrt{(D_н - S_н)S_н}, \qquad (10\text{-}1)$$

но не менее 100 мм, где $D_н$ — номинальный наружный диаметр трубы, мм; $S_н$ — номинальная толщина стенки, мм.

При приварке крутоизогнутого колена (отвода) допускается расположение сварного шва у начала закругления.

Отклонение расстояния между торцами крайних деталей блока или между их осями допускается в размере 1 мм на 1 м длины, но не более 10 мм на всю длину. Смещение вертикальной оси арматуры от проектного положения не должно превышать +0,5°.

При сборке стыков труб с продольным и спиральным швом соединяемые трубы должны располагаться со смещением продольных швов не менее трехкратной толщины стенки труб, но не менее чем на 100 мм.

Вварка штуцеров на прямых участках трубопроводов с отношением наружного диаметра штуцера к наружному диаметру трубы до 1, а также применение сварных тройников из труб с тем же отношением диаметров разрешается для всех категорий трубопровода, кроме 1а и 1б.

Вварка штуцеров, бобышек, дренажных труб и т. п. в сварные швы не разрешается.

Расстояние от сварного стыка на трубе до края ближайшей опоры должно быть не менее 200 мм.

Не допускается присоединение трубопроводов к насосам, стопорному и регулирующим клапанам турбин и подогревателей с натягом или перекосом.

Задвижки, вентили и клапаны, не вошедшие в блоки, необходимо устанавливать по проекту в местах, где отсутствуют или имеют минимальные значения изгибающие и крутящие моменты, в местах, удобных для обслуживания, для сочленения с дистанционным при-

водом, ремонта и безопасной их эксплуатации; в случаях необходимости должны быть установлены лестницы и площадки для их обслуживания. При установке чугунной арматуры необходимо следить за тем, чтобы арматура была защищена от напряжений изгиба, чтобы на арматуру не передавались усилия от массы трубопроводов, крутящие и изгибающие моменты, возникающие при эксплуатации трубопроводов. Положение устанавливаемой арматуры необходимо выдерживать таким, каким рекомендует завод в технических паспортах и каталогах на арматуру.

В самых высоких местах и на вертикально установленных П-образных компенсаторах должны быть установлены вентили (воздушники) для удаления из трубопровода воздуха во время заполнения трубопровода водой при гидравлических испытаниях.

В самых низких местах и перед запорной арматурой, а также на конце отключаемых участков трубопровода должны быть установлены вентили для спуска воды или образовавшегося конденсата пара, прогрева и продувки трубопровода. При давлении до 2,2 МПа устанавливается один вентиль, свыше 2,2 МПа — два последовательно расположенных вентиля — запорный и регулирующий (дренажный). На паропроводах с $p_y \geqslant$ $\geqslant$20,0 МПа необходимо устанавливать два последовательно расположенных вентиля и дроссельную шайбу.

Во всех случаях длина вваривaемого в трубопровод штуцера для установки вентилей должна быть больше толщины тепловой изоляции трубопровода.

Во время монтажа трубопроводов необходимо следить за чистотой труб, арматуры и остальных деталей трубопроводов, а также рабочих мест, не допускать попадания посторонних предметов, инструмента и электродов в трубопровод.

При сочленении блоков с отдельными деталями следует выполнять технические условия на сборку и сварку.

Трубопроводы по проекту должны прокладываться в местах, удобных для обслуживания, не мешающих и не ухудшающих условий эксплуатации оборудования и других трубопроводов.

Трубопроводы с температурой среды выше 45°С, расположенные в помещениях или вне помещений, а также их фланцевые соединения и арматура должны иметь тепловую изоляцию.

Трубопроводы, имеющие температуру среды ниже температуры окружающего воздуха, должны иметь противокоррозионное покрытие и тепловую изоляцию.

Места проходов труб через междуэтажные перекрытия и кровлю должны быть ограждены и защищены от попадания атмосферных осадков и скопившейся воды на трубопроводы и оборудование (рис. 10-1).

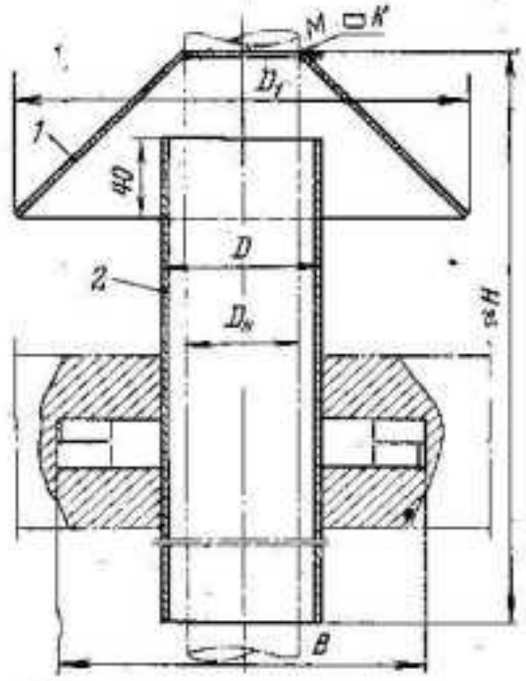


Рис. 10-1. Проход выхлопных труб через кровлю.
1 — защитный конус; *2* — труба.

При прохождении трубопроводов через стенки и перекрытия необходимо следить за тем, чтобы не было защемлений труб во время тепловых расширений трубопровода. При прокладке трубопроводов вдоль стен и строительных конструкций между трубами и стенами, строительными конструкциями и трубами, а также между трубами должны быть оставлены зазоры по проекту.

Допускаются следующие отклонения от проектного положения при монтаже трубопровода (в мм):

Расстояние от оси трубы до оси колонны или стены	±15
Расстояние от оси трубы до отметки перекрытия	±15
Расстояние между соседними опорами	±15
Положение оси подвески	±10
Отклонение оси вертикального участка от отвеса на 1 м длины трубопровода	±1

Минимальный просвет между изолированными трубами и стеной или оборудованием для паропроводов и питательных трубопроводов рекомендуется принимать для труб диаметром от 80 до 150 мм — 150 мм, а для труб диаметром 175 мм и выше — 200 мм.

При прокладке трубопроводов в проходных каналах ширина прохода должна быть не менее 600 мм и высота — не менее 2000 мм. В местах установки арматуры

ширина канала должна быть достаточной для удобного обслуживания. В случае прокладки в проходных туннелях нескольких трубопроводов их взаимное размещение должно обеспечивать удобное проведение ремонтов и смены отдельных частей его.

Высота камер для обслуживания подземных трубопроводов должна быть не менее 2000 мм в свету. Ширина боковых проходов в камерах должна быть не менее 600 мм.

Трубопроводы и несущие металлические конструкции должны иметь надежную защиту от коррозии.

Задвижки и вентили, требующие для открывания больших усилий, должны быть снабжены обводными линиями и механическими или электрическими приводами. При воздушной прокладке трубопроводов через улицы и проезжие дороги высота расположения трубопроводов от уровня проезжей части до наружной поверхности изоляции должна быть не менее 4500 мм. При прокладке через железнодорожное полотно расстояние от головки рельса до наружной поверхности изоляции должно быть не менее 6400 мм, а для электрифицированных дорог — не менее 7000 мм. Подземная прокладка трубопроводов 1-й категории совместно с продуктопроводами запрещается. При подземной прокладке трубопроводов 2, 3 и 4-й категорий допускается совместная прокладка других трубопроводов (нефтепроводов, воздухопроводов и др.), за исключением трубопроводов с химически едкими, ядовитыми и легковоспламеняющимися летучими веществами.

При надземной прокладке трубопроводов на эстакадах или отдельно стоящих опорах допускается совместная прокладка трубопроводов всех категорий с технологическими трубопроводами различного назначения, за исключением прокладки в галереях эстакадного типа, а также случаев, когда такая прокладка противоречит требованиям других правил безопасности.

10-2. ПОДГОТОВКА ТРУБОПРОВОДОВ К МОНТАЖУ

До того как приступить к монтажу трубопровода, необходимо детально изучить проект трубопровода, технические условия на его монтаж, а в случае отсутствия технических условий — общие правила монтажа и все примечания проектной организации на рабочих чертежах, технологию монтажа трубопровода и проект производства работ.

Затем согласно спецификации чертежа подобрать все детали по маркам и количеству, детали из легированных сталей проверить стилоскопом на наличие легирующих элементов, проверить по внешнему виду состояние оборудования и определить его пригодность к монтажу.

Проверить законченность строительных работ в местах прокладки трубопровода и разметить трассу трубопровода. По проекту производства работ подобрать монтажные механизмы и установить их. Выписать со склада оборудование и доставить его к месту сборки блоков, а детали, монтируемые россыпью, доставить к месту монтажа. Выдать бригаде задание, график выполнения работ и денежный наряд для оплаты выполненных работ. Проработать с бригадой задание, график и ознакомить бригаду с нарядом и с безопасными методами работ. Арматура должна быть отревизована, испытана на плотность и подготовлена к монтажу. В случаях установки арматуры с фланцами должны быть укомплектованы ответные фланцы с крепежом и прокладками.

Трубопровод должен быть собран в блоки и блоки приняты в монтаж. До начала монтажа трубопровода должны быть укомплектованы и установлены опорные металлические конструкции, опоры и подвески трубопровода.

10-3. СБОРКА ТРУБОПРОВОДОВ В БЛОКИ

Блоком трубопроводов принято называть часть трубопровода, собранного из труб, арматуры, опор и подвесок (рис. 10-2). Несколько деталей небольших габаритов, собранных вместе, называют обычно узлом. Блок трубопроводов может включать в себя несколько узлов.

Заводы поставляют трубопроводы в блочном исполнении и россыпью отдельными деталями. Максимальные габаритные размеры блоков заводской поставки не превышают габаритов железнодорожных вагонов и находятся в пределах: блоки, собранные в одной плоскости, — 11×2,6 м, пространственные — 11×2,6×1,1 м. Степень блочности трубопроводов характеризуется коэффициентом блочности.

Коэффициентом блочности трубопровода K называется отношение суммарной массы собранного в блоки трубопровода к общей массе трубопровода:

$$K = \frac{Q_б}{Q}, \qquad (10\text{-}2)$$

где K — коэффициент блочности; $Q_б$ — масса трубопровода, собранного в блоки, т; Q — общая масса трубопровода, т.

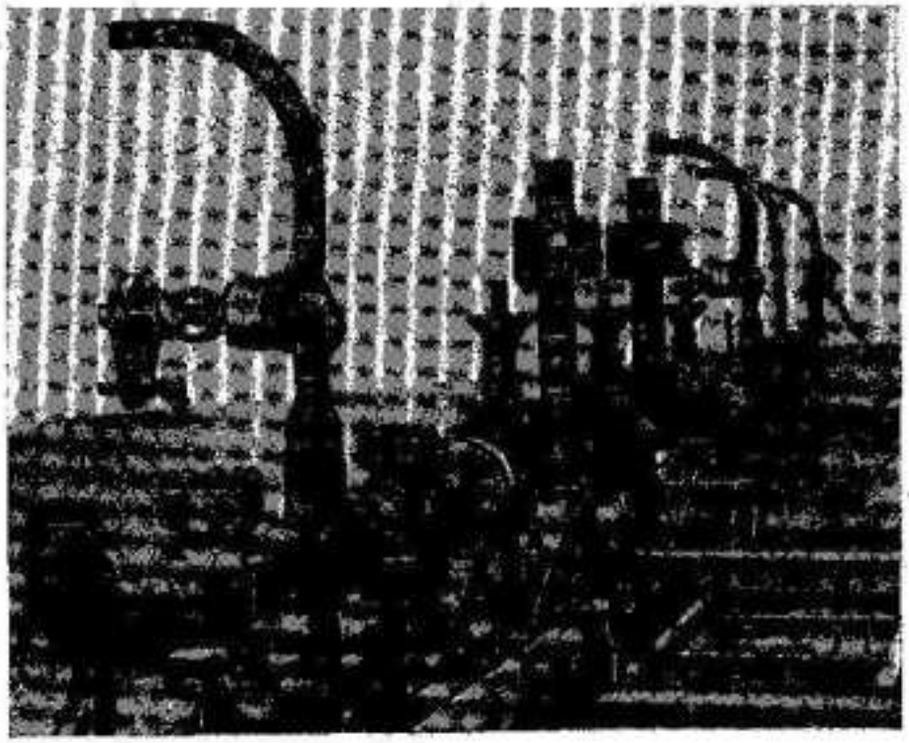


Рис. 10-2. Собранный блок трубопровода высокого давления.

Например, если общая масса трубопровода 120 т, а масса собранного в блоки трубопровода 80 т, коэффициент блочности будет равен:

$$K = \frac{80}{120} = 0{,}67.$$

Заводы поставляют трубопроводы с K=0,4÷0,5. Трубопроводы изготовляются и поставляются на строительство электростанций по техническим условиям, разрабатываемым проектной организацией или заводом.

Готовые детали трубопроводов и блоки принимаются на заводе-изготовителе ОТК завода по техническим условиям на их изготовление.

При приемке деталей и блоков трубопроводов необходимо обратить внимание на:

1) комплектность деталей и наличие сертификатов на все детали;

2) их габаритные размеры и соответствие рабочим чертежам;

3) овальность и утонение стенки гнутых деталей;

4) внешний вид деталей, отсутствие разрывов, трещин, плен, закатов и прочих дефектов;

5) детали из легирующих элементов и проверить переносными стилоскопами наличие в их составе легирующих элементов;

6) габаритные размеры блоков;

7) упаковку деталей и блоков.

Допуски на отступление от проектных размеров не должны превышать указанных в технических условиях, ГОСТ и ОСТ на изготовление фасонных деталей трубопроводов.

Сборка трубопроводов в блоки на заводе и в дальнейшем доукрупнение этих блоков на монтажных участках производится с целью уменьшения трудозатрат, повышения производительности труда и качества работ. Обычно при хорошо продуманной разбивке трубопровода на монтажные блоки и выполнении всех работ по сборке блоков производительность труда повышается на 50—60%. Разбивка трубопроводов на монтажные блоки производится проектной организацией, проектирующей трубопровод, согласовывается с организацией, монтирующей трубопровод. После укрупнения заводских блоков на монтаже блочность трубопровода составляет 0,6—0,8. Габаритные размеры и масса блоков выбираются в зависимости от:

1) размеров монтажных проемов;

2) удобства их установки в проектное положение;

3) устойчивости при сборке и установке;

4) наличия транспортных и грузоподъемных средств и их грузоподъемности;

5) возможности подготовки, выполнения сварочных работ и термической обработки сварочных стыков, а при наличии фланцевых соединений — сборки фланцевых соединений. Необходимо стремиться в состав

блоков включать максимум деталей и не включать те детали, которые могут во время монтажа повредиться или помешать установке блоков.

До начала сборки трубопроводов в блоки на монтажном участке должны быть выписаны заводские блоки и детали согласно спецификации на блок, проведена проверка комплектности этих деталей, наличия сертификатов и другой технической документации на эти детали, соответствия их чертежам, качества обработки деталей и отсутствия недопустимых дефектов. Детали, выполненные из легированных сталей, должны быть подвергнуты проверке переносным стилоскопом на наличие легирующих элементов. Детали не должны иметь трещин, разрывов, сквозных рисок, приваренных посторонних предметов, рванин, микротрещин, наклепов и других дефектов, недопустимых по техническим условиям на их изготовление. Если по рабочим чертежам и техническим условиям требуется термическая обработка деталей, то должен быть документ, подтверждающий выполнение термической обработки их на заводе. Особое внимание должно быть обращено на чистоту этих деталей. При наличии брака принимается решение о его устранении на месте, на заводе или замене этих деталей.

Сборка трубопроводов в блоки на монтажных участках производится на сборочно-укрупнительных площадках до начала монтажа трубопроводов.

Блоки трубопроводов должны быть собраны в точном соответствии с чертежом. Отклонения от чертежей допускаются между торцами крайних деталей или между осями в пределах ±1,6 мм на 1 м длины, но не более 8 мм для блоков длиной 8 м и более. Смещение вертикальной оси арматуры от проектного положения допускается в пределах ±0,5°. Остальные допуски принимаются по техническим условиям на изготовление деталей. При сборке блоков трубопроводов должны быть выдержаны уклоны согласно рабочему чертежу или основным правилам монтажа.

При подготовке и сборке сварных стыков следует руководствоваться инструкциями и техническими условиями на монтаж и сварку трубопроводов.

Перед сборкой деталей и труб в блоки необходимо каждую деталь очистить от консервации, ржавчины, окалины, посторонних предметов.

Во время сварки и термообработки стыков необходимо, чтобы опорные металлические конструкции находились от стыков на расстоянии не более 1 м. В случаях расположения стыков на расстоянии более 1 м от опорных конструкций на период сварки и термообработки устанавливаются дополнительные временные опоры, исключающие возможность провисания и расцентровку свариваемых труб. Обычно в качестве таких временных опор используют центровочные каретки с винтовой подставкой (рис. 10-3).

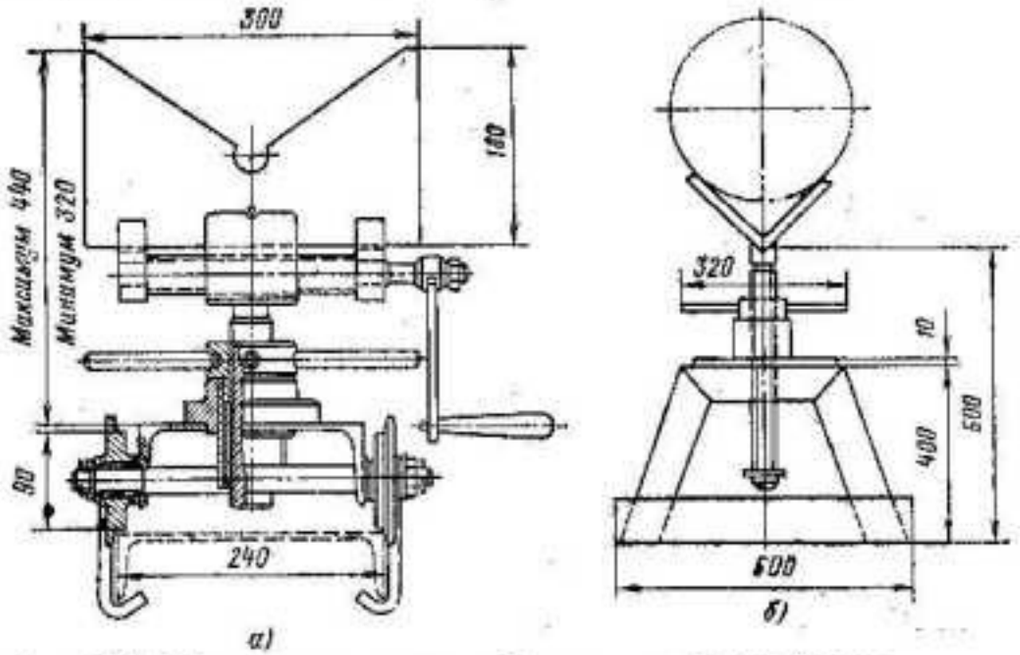


Рис. 10-3. Центровочные приспособления для сборки блоков.
а — опорная каретка; *б* — переносная стойка.

Сборка трубопроводов в блоки производится в последовательности, указанной в технологической карте, прилагаемой к проекту производства работ. При отсутствии проекта производства работ сборка трубопроводов в блоки производится в следующей последовательности: 1) собирают опорную металлическую конструкцию (если она входит в состав блока) и устанавливают ее на бетонной площадке или на стенде; 2) параллельно со сборкой конструкции собирают узлы и блоки, расположенные в одной плоскости; 3) собирают плоскостные блоки на опорной металлической конструкции или на стенде; 4) на опорной металлической конструкции выставляют постоянные опоры и подвески; 5) устанавливают плоскостные блоки, по рабочему чертежу

соединяют их между собой и устанавливают арматуру, присоединяя ее на фланцах или на сварке, в зависимости от того, на фланцах или на сварке устанавливается арматура; 6) устанавливают гильзы для термопар, термометров сопротивления или термометров, штуцера для термометров и присоединения ответвленных трубопроводов; 7) производят термообработку сварных стыков, если это предусмотрено в рабочем чертеже; 8) очищают блок и производят его гидравлическое испытание на давление $p_{пр}=1{,}25p_{раб}$, если это предусматривается в технологической карте на сборку блоков. Если же гидравлика для блока не предусматривается, то закрывают торцы и считают, что блок готов к монтажу.

При сборке блоков трубопроводов необходимо соблюдать следующие условия по технике безопасности:

1) территория сборочной площадки перед началом работ должна быть хорошо спланирована и освобождена от всех ненужных посторонних предметов, строительных материалов и блоков, а зимой — от снега и льда;

2) монтажный персонал на сборочной площадке должен соблюдать правила личной безопасности, учитывая сквозное движение через площадку мотовозов, вагонов, платформ, автотранспорта, а также передвижных кранов и механизмов.

При переходе железнодорожных путей около стрелок не следует вставать на перья стрелок и стрелочные переводы. Переходить пути нужно под прямым углом;

3) машинисты электровозов, паровозов и крановщики грузоподъемных кранов перед каждым передвижением (электровоза, паровоза, крана) обязаны давать предупредительные звуковые сигналы;

4) скорость движения железнодорожного транспорта на сборочной площадке не должна превышать 5 км/ч, о чем должен предупреждать установленный у входа на сборочную площадку знак;

5) перед сборкой блоков мастер должен проверить подготовку сборочной площадки (расчистку, планировку, освещение), наличие и исправность механизмов и выполнение мероприятий, обеспечивающих безопасность работающих; проинструктировать бригадиров и рабочих;

6) при укладке оборудования или сборке блоков вблизи железнодорожных путей расстояние от них до ближайшего рельса пути должно быть не менее 2 м;

7) рабочие места, располагающиеся у дорог для движения транспорта, должны быть надежны ограждены; в местах, опасных для производства работ, должны вывешиваться плакаты по технике безопасности и устанавливаться предупредительные знаки;

8) рабочие места электросварщиков должны быть изолированы от смежных рабочих мест переносными щитами или ширмами;

9) для сборки оборудования в блоки необходимо проверять устойчивость установки козел и других сборочно-монтажных приспособлений;

10) при сборке громоздких блоков необходимо обратить внимание на их жесткость и, если она недостаточна, установить дополнительные жесткости;

11) прораб или мастер, ведущий сборку блоков на сборочной площадке, обязан перед подачей блоков в монтаж убедиться в законченности сборки и сварки блоков.

10-4. РАЗМЕТКА ТРАССЫ ТРУБОПРОВОДА

Прежде чем приступить к разметке трассы трубопроводов, необходимо посмотреть строительные конструкции и установить законченность их. На колоннах найти высотную отметку (репер), установленную строителями. Если по условиям работы или правилам техники безопасности требуется построить леса или подмости, то до начала работ их построить.

По монтажным чертежам определить начало и конец трубопровода, высоту расположения оси трубопровода относительно пола или опорной отметки, а также уклон, с которым должен быть проложен трубопровод. Затем при помощи гидравлического (шлангового) уровня перенести отметку репера в места, где начинается и заканчивается трубопровод.

Репер на колоннах устанавливается на такой высоте, чтобы им было удобно пользоваться, обычно эта высота составляет 1,2 м. После этого при помощи стальной рулетки от найденной отметки на колоннах откладывают разницу между расстоянием от пола опорной отметки, найденной по чертежу, и высотой установки репера (рис. 10-4). Если расстояние от пола до оси трубопровода по чертежу 6000 мм, а репер установлен на высоте 1,2 м, то этот размер будет равен 6000—1200=

=4800 мм. Так как трубопроводы установлены на разных отметках, то на каждую отметку необходимо принести репер и от этих реперов вести все отсчеты.

При сложной конфигурации трубопровода необходимо находить высоту установки опор и подвесок.

Зная уклон трубопровода, находят расстояние от репера до оси трубопровода в начале и конце трубопровода и натягивают струну от начала в конец трубопровода. По этой струне намечают краской высотные отметки на колоннах.

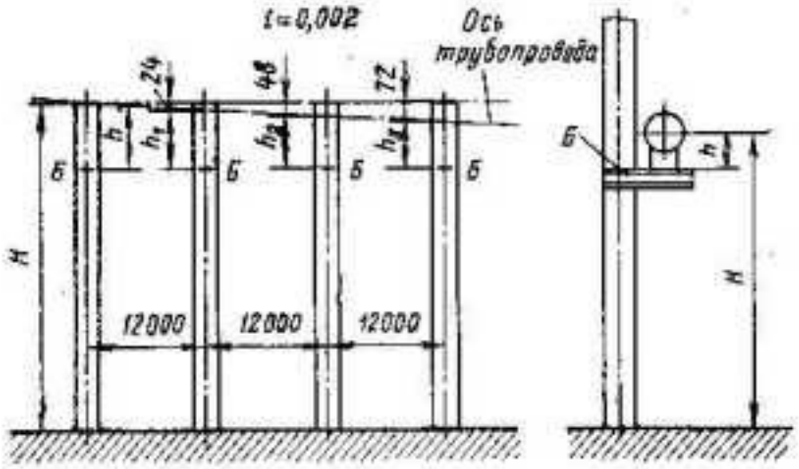


Рис. 10-4. Разметка трассы трубопровода.

По чертежам опор и подвесок находят расстояние от оси трубопровода до опорной металлоконструкции h (рис. 10-4) и откладывают его на каждой колонне вниз от оси трубопровода, делая метки краской или цветным мелом. По этим меткам устанавливают опорные металлические конструкции. После установки опорных металлических конструкций, по монтажным чертежам находят расстояние оси трубопровода от полки металлических или поверхности железобетонных колонн и откладывают его на первом и последнем кронштейне или опорной балке и соответственно перемещают струну, не нарушая ее высотных отметок. Это положение струны и является осью трубопровода.

При разметке трассы трубопроводов необходимо помнить, что согласно СНиП отметки опорных металлоконструкций для последующей на них установки опор

не должны отклоняться от проектных отметок по горизонтали на ±5 мм для трубопроводов, прокладываемых внутри помещений, и ±10 мм для наружных трубопроводов, а по вертикали ±3 мм. Установка металлоконструкций должна обеспечивать проектные уклоны трубопроводов. Отклонение уклонов трубопроводов от проектных не должно превышать 0,001. Все отверстия для прохода труб в стенах и перекрытиях диаметром свыше 100 мм выполняются заранее. Во время монтажа разрешается пробивать отверстия для прохода труб, но не более 100 мм и по согласованию со строительной организацией.

При сооружении зданий в сборном железобетоне, а равным образом и в монолитном, в местах крепления опор и подвесок должны быть установлены закладные детали, к которым во время монтажа трубопроводов крепятся металлоконструкции опор и подвесок.

В случаях неустановки закладных частей при сооружении здания приходится устанавливать металлоконструкции во время монтажа.

При разметке трассы трубопровода, прокладываемого по перекрытиям или подвешиваемого на подвесках, по монтажным чертежам находят расстояние от отметки до оси трубопровода в его начале и конце, расстояние оси трубопровода от поверхности железобетонных перекрытий или полок металлических колонн и на пересечении этих линий в начале и в конце натягивают струну. Положение струны зафиксирует положение оси трубопровода. Пользуясь отвесом, подвешиваемым в местах установки опор и подвесок, находят и отмечают на строительных конструкциях оси установки остальных подвесок или опор, после чего устанавливают опоры.

Правильность разметки трассы, мест установки опор и подвесок проверяется мастером до закрепления опор и монтажа трубопровода.

Во время разбивки трассы трубопровода и установки опорных металлических конструкций требуется соблюдать правила техники безопасности при работе на высоте.

Пример (рис. 10-4). Строители установили репер на колонне ряда *Б* оси *6*, на отметке 1 м от уровня пола. Начало горизонтального участка трубопровода на колонне ряда *Б* на 3-й оси и окончание — на колонне ря-

да *Б* 8-й оси. Расстояние между осями колонн 12 м. Ось трубопровода находится на высоте 5000 мм от пола.

При помощи гидроуровня переносим отметку репера 1 м на колонну 3-й и 8-й оси и делаем метки при помощи мела или краски. Расстояние от 3-й и 8-й оси составит 60,0 м. При уклоне трубопровода 0,002 начало трубопровода будет проложено выше конца трубопровода на 60 000×0,002=120 мм. На 3-й колонне при помощи стальной рулетки откладываем от репера вверх расстояние, равное 5000—1000=4000 мм, и делаем мелом или цветным карандашом метку. То же самое делаем и на колонне 8-й, но отметка оси трубопровода будет находиться от репера на высоте 5000—1000—120==3880 мм. Затем от поперечной оси колонн откладываем расстояние до оси трубопровода, найденное по монтажному чертежу трубопровода на колонне 3-й и 8-й, и через эти точки по найденной ранее высотной отметке натягиваем стальную струну, которая и явится осью трубопровода.

10-5. МОНТАЖ ОПОР И ПОДВЕСОК

Опоры и подвески трубопроводов должны устанавливаться по проекту и обеспечивать расчетные условия работы трубопровода. Положение установленных опор и подвесок во время работы трубопровода должно обеспечивать проектное положение оси трубопровода, опоры должны воспринимать все возникающие на них усилия и не передавать усилий на арматуру и оборудование, если это не предусмотрено проектом.

Опоры и подвески трубопроводов должны иметь прочное крепление к строительным конструкциям.

Установка опор и подвесок должна быть принята прорабом до установки на них трубопровода. Отклонение опор от проектного положения не должно превышать: в плане ±5 мм для трубопроводов внутри помещений и ±10 мм для наружных трубопроводов; по уклону 0,001. Для обеспечения проектного уклона допускается установка под подошвы опор металлических прокладок с приваркой их к закладным частям или строительным конструкциям.

Уклон трубопровода должен проверяться приборами или специальными приспособлениями.

До начала работ по установке опор и подвесок необходимо:

1) принять готовность строительной части на трассе предполагаемой установки трубопровода и в том числе опорных металлических конструкций и закладных деталей;

2) разметить трассу прокладки и нанести ось трубопровода;

3) построить леса и подмости согласно проекту производства работ;

4) очистить места прокладки трубопровода по всей трассе, устроить освещение согласно существующим нормам;

5) принять все детали на складе оборудования и укомплектовать все узлы опор и подвесок, а детали, изготовленные из легированных сталей, проверить стилоскопом на наличие легирующих элементов; проверить соответствие размеров деталей опор размерам по чертежам.

При приемке строительной готовности опорных металлических конструкций и закладных деталей необходимо обратить внимание на:

1) расположение опорных металлических конструкций и закладных деталей для установки на них опор и подвесок, которое должно обеспечивать проектные уклоны и оси трубопровода;

2) опорные металлические конструкции, которые должны плотно прилегать к бетонным или металлическим конструкциям;

3) соответствие выполнения сварочных работ несущих конструкций проекту;

4) установку закладных деталей.

Установка подвижных и направляющих опор

При установке подвижных опор трубопроводов должны быть учтены перемещения трубопроводов.

Опорные плиты на металлоконструкциях должны быть установлены строго горизонтально, прочно закреплены, не иметь слабины и обеспечить заданный уклон трубопровода.

Корпуса опор должны плотно прилегать к трубам и закрепляться. Размеры опорных плит должны обеспечивать перемещения корпусов и роликов на полное тепловое перемещение.

Ролики опор должны быть сдвинуты в противоположную сторону по отношению к направлению расширения трубопровода на величину, равную тепловому перемещению.

Корпуса и ролики опор должны свободно перемещаться вдоль опорных плит, чтобы не было перекосов и заклиниваний, а сами плиты должны быть смазаны графитной смазкой.

При удлинении трубопроводов опорные конструкции не должны разрушать тепловую изоляцию.

Опоры должны быть доступны для их обслуживания. Скользящие поверхности всех опор должны плотно прилегать друг к другу, а ролики не должны сходить с опорных поверхностей во время работы и отключения трубопроводов. Опоры не должны проседать, так как при просадке одной из опор в два раза увеличивается расстояние между опорами, соответственно увеличиваются нагрузки на опоры и прогиб трубопровода.

Не должно быть перекосов опор по отношению к продольной оси трубопровода, так как это может вызвать заклинивание опор. Опоры, установленные на дне каналов и лотков, не должны препятствовать свободному стоку воды.

Опоры и опорные конструкции в местах обслуживания оборудования не должны загромождать проходы.

При установке направляющих опор необходимо соблюдать установочные размеры по проекту, не допускающие заклинивания труб. Опоры должны быть прочно прикреплены к строительным конструкциям.

Установка жестких подвесок

Подвески являются наиболее легкими и простыми опорами, обеспечивающими беспрепятственное перемещение трубопровода в горизонтальной плоскости. Подвески должны устанавливаться по проекту.

При перемещении трубопровода на величину Δ в месте установки подвески длина тяги l должна быть 40Δ, в противном случае у верхней гайки тяги возникают недопустимо большие напряжения изгиба. При условии обеспечения большого поворота тяги с помощью шарнирного соединения ее длина может быть уменьшена, однако необходимо помнить, что при перемещении трубопровода в горизонтальной плоскости он будет подниматься тягой вверх.

Подъем трубопровода h в зависимости от длины тяги l при установке ее в вертикальном положении равен:

Длина тяги l, мм	80Δ	40Δ	20Δ	10Δ	5Δ	$2{,}5\Delta$
Подъем трубопровода в долях от смещения h, мм	0,006	0,012	0,025	0,05	0,10	0,21

Очевидно, что на паропроводах нельзя устанавливать подвески с короткими тягами, так как подъем паропровода может быть больше, чем предусмотренный уклон.

Кроме того, при коротких тягах происходит слишком большое перераспределение нагрузок на подвески,

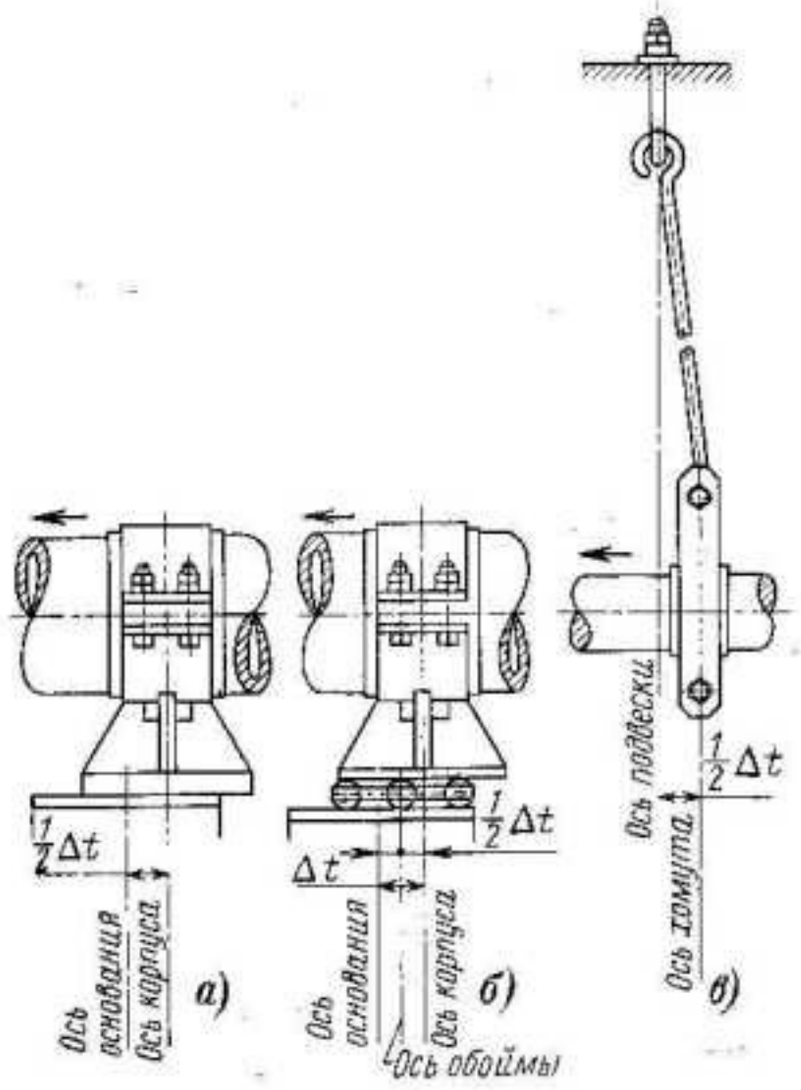


Рис. 10-5. Установка подвижных опор и подвесок трубопроводов с учетом тепловых перемещений.
а — скользящая; *б* — шариковая; *в* — подвеска.

и удаленные от неподвижных опор подвески могут быть перегружены. Особенно перегружаются подвески при установке их на трубопроводе, частично поддерживаемом скользящими опорами. Если же необходимо установить подвески с короткими тягами при наличии больших горизонтальных перемещений трубопровода или скользящих опор, то их делают пружинными.

При установке жестких подвесок необходимо следить, чтобы:

1) конструкция подвески позволяла регулировать длину подвесок и положение оси трубопровода;

2) тяги подвесок трубопроводов, не имеющих тепловых перемещений, были установлены отвесно;

3) тяги подвесок трубопроводов, имеющих тепловые перемещения, устанавливались с уклоном, т. е. хомуты подвесок при холодном состоянии трубопроводов должны быть сдвинуты в противоположную сторону по отношению к тепловому перемещению на величину, равную тепловому перемещению (рис. 10-5);

4) крепление хомутов на трубе исключало самовольное их смещение по трубе и между хомутами и трубами были проложены прокладки из листового асбеста. Хомуты подвесок окончательно устанавливаются и крепятся после холодной растяжки трубопровода, закрепления его в неподвижных опорах и окончания регулировки всех опор.

Установка пружинных подвесок

При установке пружинных подвесок необходимо соблюдать следующее:

1) Пружины должны быть подобраны по маркировке, размерам, диаметру витков и имели проектные характеристики; в связи с тем, что одни и те же номера пружин имеют разные характеристики, на монтаже перед установкой проверяют характеристики пружин на специальном станке (рис. 10-6). На этом станке при снятии характеристик блоки пружин *1* крепятся к станине с помощью проушин *2* и сверху к подвижной траверсе *3*. При включении электродвигателя *4* шток *5* поднимается вверх с помощью редуктора *6* и передаточного механизма *7*. Пружины сжимаются. Усилие сжатия пружин определяется динамометром. После нагружения пружин на заданную величину электродвигатель останавливают с помощью кнопки управления *8*. Для фиксации пружины в сжатом состоянии через отверстия в верхней и нижней тарелках заводят временные шпильки и стягивают их. Если отверстий в тарелках нет, к ним приваривают прутки. После этого электродвигатель включают на обратный ход и снимают пружины. Для предупреждения выхода штока в крайнее нижнее положение установлен концевой выключа-

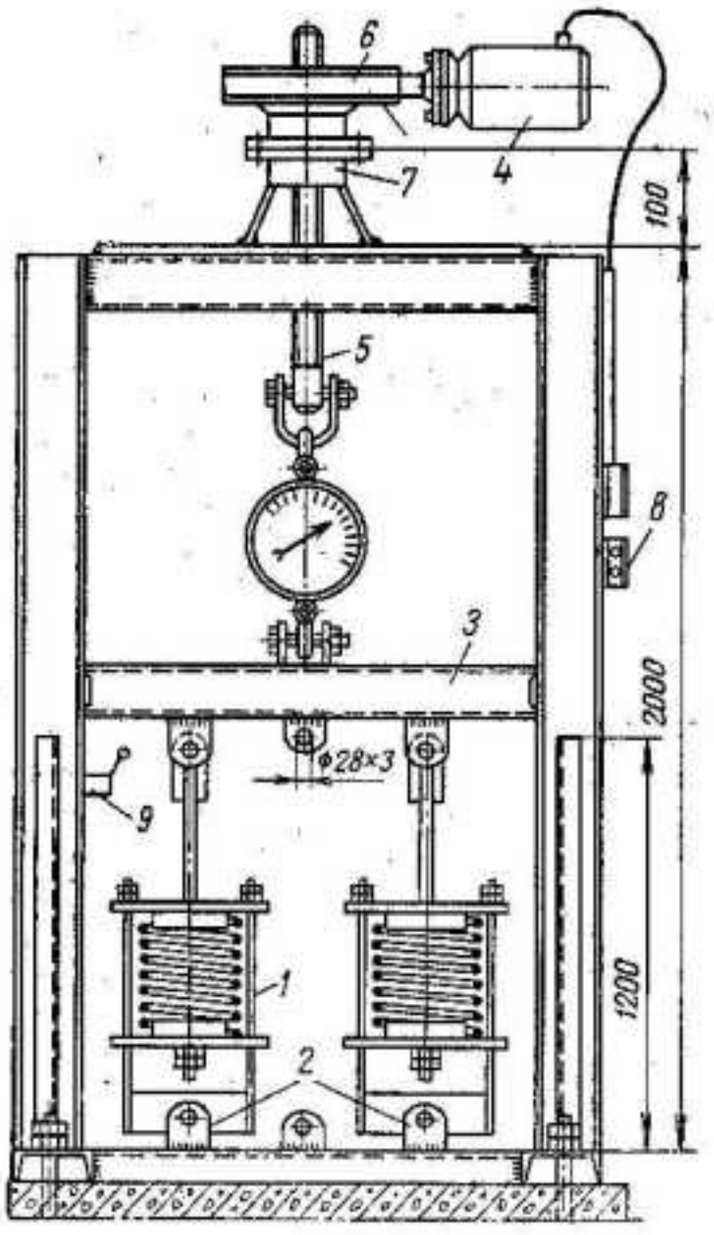


Рис. 10-6. Станок для тарировки пружины в мастерской.

тель 9. Снятую характеристику каждой пружины записывают в специальный журнал.

2) При снятии характеристик пружин необходимо следить за тем, чтобы витки пружин не имели перекосов и задеваний как между собой, так и между стаканом и пружиной. Витки пружин не должны выходить за пределы наружного и внутреннего диаметров более чем на 2% наружного диаметра. Опорные поверхности пружин должны быть перпендикулярны ее оси. Пружины не должны иметь прогибов сверх допускаемых норм.

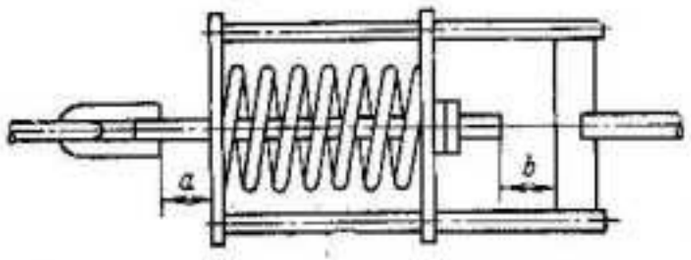


Рис. 10-7. Положение пружины в металлической конструкции подвески.

При диаметре прутков 10 мм прогиб допускается не более +20 и —8%, а для всех остальных диаметров прутков — не более +15 и —8%.

3) Во время монтажа трубопроводов пружины должны быть разгружены распорными приспособлениями.

4) При сжатии пружины до высоты $H_{монт}$ необходимо обращать внимание на наличие зазоров a между ушком и нижним основанием b, между торцом центральной тяги и траверсой (рис. 10-7), которые должны быть больше вертикального теплового перемещения трубопровода в местах установки подвесок.

Установка неподвижных опор

При монтаже неподвижных опор необходимо соблюдать следующее.

1) Несущие строительные конструкции под опоры должны быть выполнены строителями по проекту и до установки на них неподвижных опор приняты монтажной организацией. На железобетонные конструкции и закладные детали строители должны представить акт на скрытые работы.

2) Корпуса и хомуты неподвижных опор должны быть плотно подогнаны к трубе и при затяжке хомутов труба вследствие теплового расширения не должна проскальзывать и проворачиваться в опоре.

3) Опоры должны быть прикреплены к несущим строительным конструкциям согласно рабочему чертежу.

4) Упоры на трубах должны привариваться дипломированными сварщиками качественными электродами с соблюдением технологии сварки для каждой марки стали.

После окончания всех работ по монтажу трубопровода и производства холодной растяжки, если она предусмотрена проектом, производится окончательная выверка трубопровода и регулировка всех опор и подвесок.

Назначение выверки заключается в проверке и, если необходимо, в установке трубопровода в проектное положение с правильными уклонами. Трубопровод должен лежать на всех опорах и висеть на всех подвесках. Ползуны подвижных опор должны находиться на катках и опорных поверхностях в положении, при котором во время нагрева трубопровода ползуны не сходили бы с катков или опорных поверхностей и трубопровод не зависал бы в воздухе и нагрузка от веса трубопровода не передавалась бы на соседние опоры.

Опорные поверхности опор должны быть расчищены, а зазоры между направляющими ползунов и ползунами обеспечивали работу опор без защемлений.

Следует внимательно проверить установку пружин и их затяжку во время монтажа, а в дальнейшем во время прогрева при первых включениях трубопровода в работу в случае надобности необходимо исправить их установку и затяжку.

Трубопровод не должен защемляться строительными конструкциями, в местах его прохождения через стены и перекрытия, между строительными конструкциями и трубопроводами должны быть выдержаны зазоры по проекту.

Работы по окончательной выверке оси трубопровода, опор и подвесок производятся мастером (прорабом) и принимаются рабочей пусковой комиссией.

После включения трубопровода в работу и достижения проектных параметров протекаемой среды необходимо внимательно обследовать все опоры, данные на-

блюдений записать в монтажном журнале или отразить в специальном акте.

Последнее особенно важно при включении в работу главных паропроводов, питательных трубопроводов и трубопроводов отбора пара от турбин.

Монтаж и регулировку опор и подвесок необходимо выполнять, находясь на площадках обслуживания, заранее устроенных лесах и подмостях и при выполнении этих работ соблюдать правила техники безопасности при работе на высоте. Рабочие до начала работы должны быть тщательно проинструктированы. Для переноски и хранения инструментов, крепежных и других мелких деталей во время работы рабочие должны применять индивидуальные сумки или закрытые ящики. Детали и инструмент должны подаваться на высоту при помощи веревки. Поднимать или опускать инструмент необходимо в ящике или сумке.

Правила техники безопасности при монтаже опор и подвесок

Установка опор и подвесок трубопроводов связана с работой на высоте, с пробивкой отверстий в перекрытиях и стенах для крепления опор, с такелажными и сварочными работами. Поэтому при установке опор и подвесок необходимо руководствоваться правилами производства работ на высоте, а также правилами производства такелажных и сварочных работ.

Прежде чем приступить к установке опор, необходимо осмотреть всю трассу прокладки трубопровода и по мере необходимости построить или отремонтировать существующие леса или подмости, которые должны быть приняты мастером или комиссией по технике безопасности, приемка их оформляется актом.

На выполнение работ по установке опор и подвесок бригаде должен быть выдан наряд-допуск и все члены бригады должны быть проинструктированы прорабом или мастером.

10-6. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ТРУБОПРОВОДОВ

Монтаж трубопроводов выполняется в следующей технологической последовательности:

1) производят сборку узлов и деталей в монтажные блоки;

2) принимают опорные строительные конструкции и по монтажным чертежам размечают трассы прокладки трубопроводов;

3) устанавливают постоянные проектные опоры и подвески, а также при необходимости временные опоры и подвески;

4) подают к месту монтажа блоки и отдельные детали трубопроводов;

5) поднимают и устанавливают блоки в проектное положение, выверяют и закрепляют их;

6) поднимают и устанавливают отдельные детали трубопроводов;

7) после проверки правильности установки блоков и отдельных деталей подготавливают к сварке стыки, сваривают их и собирают фланцевые соединения;

8) устанавливают арматуру и мелкие детали, которые не вошли в состав блоков;

9) в зависимости от марки стали труб производят по заданному режиму термическую обработку сварных стыков;

10) на трубопроводах с температурой транспортируемой среды выше 300°С устанавливают указатели тепловых перемещений трубопровода;

11) производят проверку надежности закрепления трубопровода в неподвижных опорах, правильность установки опор и подвесок, отсутствие защемлений труб в местах прохождения их через проемы в междуэтажных перекрытиях и стенах, а также в опорах и опорных конструкциях;

12) на пружинных подвесках и опорах заменяют вставки, установленные вместо пружин на время монтажа, на пружины согласно проекту;

13) производят холодный натяг трубопроводов и компенсаторов, работающих при температурах среды свыше 80°С, если это требуется по проекту;

14) устанавливают в проектное положение все опоры и подвески трубопроводов, производят согласно проекту натяг пружин, опор и подвесок;

15) на паропроводах в местах сварочных стыков устанавливают указатели;

16) монтируют дренажи, продувки и воздушники на трубопроводах согласно проекту;

17) производят гидравлическое или пневматическое испытание трубопроводов;

18) устанавливают дистанционные приводы арматуры и производят их регулировку, проверяют правильность положения концевых выключателей при открытии и закрытии арматуры;

19) на трубопроводах, работающих при температурах стенки трубы $t \geqslant 450°C$, из перлитных сталей устанавливают бобышки, а из аустенитных сталей производят запиловку и полировку мест согласно проекту для замеров ползучести металла труб. Выделяют на трубах контрольные участки в местах согласно проекту ;

20) согласно проекту устанавливают указатели тепловых расширений;

21) проверяют положение оси трубопровода, при необходимости производят все исправления;

22) производят работы по тепловой изоляции трубопроводов согласно проекту;

23) производят поузловую сдачу-приемку смонтированного трубопровода и составляют акт;

24) производят промывки и продувки трубопроводов.

10-7. ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ПЕРЛИТНЫХ СТАЛЕЙ НА СВЕРХКРИТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ПАРА

При монтаже паропроводов из низколегированных сталей, работающих при температуре пара выше 450°С, руководствуются общими правилами монтажа трубопроводов.

Главный паропровод и паропровод к БРОУ и РОУ поступают от заводов-изготовителей на монтажную площадку блоками в соответствии с чертежами проектных организаций и конструкторских бюро заводов-изготовителей. Заводские блоки трубопроводов имеют ограниченные габариты и массу и не имеют в своем составе арматуры и приварных мелких деталей штуцеров $D_y < 76$ мм. В местах установки штуцеров $D_y < 76$ мм, гильз и заборных устройств для контрольно-измерительных приборов и автоматики заводом-изготовителем просверливаются в трубах отверстия. Концы труб и арматура должны иметь подготовленные под сварку фаски, выполненные по ГОСТ. Концы поставляемых труб и арматуры должны быть смазаны антикоррозионной смазкой и закрыты специальными колпачками, деревянными пробками

или заглушками. Отверстия в трубах должны быть закрыты.

Поступившие детали и узлы должны быть при приемке тщательно осмотрены с внешней и по возможности с внутренней стороны для выявления трещин, плен, закатов, рисок, надрывов. Сомнительные места должны быть тщательно зачищены, протравлены и осмотрены через лупу. Гибы труб проверяются на правильность их выполнения в соответствии с проектом, а также на отсутствие волосяных трещин и окалины. На каждом заводском блоке, детале и узле должны быть проверены наружный диаметр и толщина стенки, замеренные на обоих концах трубы по взаимно перпендикулярным осям.

Результаты проверки сверяются с заводскими сертификатами и паспортами и заносятся в отчет с приложением исполнительной схемы проверки деталей и узлов.

После проведения всех положенных проверок по рабочим чертежам детали комплектуются и складываются отдельно от деталей остальных трубопроводов. Перечисленные проверки также обязательны и для дренажных трубопроводов.

Сборка трубопроводов в блоки производится по разработанным технологическим картам. Заводские блоки трубопроводов доукрупняются. Места сборки и сварки стыков должны быть защищены от атмосферных осадков и ветра. В летнее время свариваемые и термообрабатываемые стыки при сборке трубопроводов на открытых площадках защищаются от атмосферных осадков и ветра брезентовыми палатками. При сборке в зимнее время собираемые, свариваемые и термообрабатываемые стыки, кроме того, должны быть защищены переносными тепляками от минусовой температуры. Положительная температура в тепляках может создаваться переносными электронагревательными приборами. По возможности сборку блоков необходимо производить в закрытых отапливаемых помещениях. Сборка производится на специальных монтажных козлах; чтобы исключить сквозняки и проток холодного воздуха внутри труб торцы их закрывают заглушками. Козлы должны размещаться по обе стороны свариваемого стыка на расстоянии не более 1 м с вертикальным перемещением опорных мест. При сборке блоков необходимо предусматривать максимум поворотных стыков труб, свари-

ваемых в горизонтальном положении. Стыковка труб под сварку производится при помощи стяжных приспособлений, обеспечивающих соосность труб, свободную усадку шва и возможность поворачивания труб в процессе сварки.

При сборке блоков необходимо так подбирать отводы и производить взаимную припасовку деталей, чтобы избежать подгибок и переломов оси трубопровода. Если все же возникает надобность в подгибке труб, следует производить ее с нагревом труб до 700—750°С с последующим медленным охлаждением места прогибки в асбестовом манжете на спокойном воздухе. Термообработка места подгибки не требуется. Собранные блоки должны быть приняты мастером с проверкой соответствия их рабочим чертежам по размерам, конфигурации и выполнению всего объема работ, определенного технологической картой на сборку каждого блока.

Для монтажа трубопроводов, узлов и блоков трубопроводов желательно иметь установленные и прочно закрепленные опоры и подвески с таким расчетом, чтобы трубопровод сразу укладывать на его проектные опоры и подвески. Если концы монтажных блоков выступают от ближайшей опоры или подвески более чем на 1 м, то необходимо установить временные опоры на расстоянии не более 1 м от стыкуемых концов труб с каждой стороны. Временные опоры должны быть подвижными и обеспечивать свободное перемещение свариваемого участка при сварке, термообработке и остывании.

При установке задвижек на паропроводе и производстве электросварочных работ необходимо, чтобы задвижки находились на надежной опоре, не передавали нагрузки на свариваемые стыки и были в открытом положении.

Монтаж блоков следует вести от фиксированной неподвижной точки. Вертикальные участки паропровода следует начинать монтировать снизу вверх.

При сварке сварочных стыков допускаются следующие отклонения:

1) смещение кромок шва по наружному диаметру стыкуемых труб в результате разностенности, разности диаметров или овальности труб не более 3 мм;

2) перекосы плоскости торца как готовых труб, так и подвергнутых обрезке на монтажной площадке допускаются до 0,8% наружного диаметра трубы, но не более 1,2 мм при сборке стыков на остающихся подкладных кольцах и не более 0,7 мм при сборке на удаляемых подкладных кольцах.

После окончания монтажа основного паропровода выполняются работы по регулировке опор, установке пружин на подвески и их регулировке, установке воздушников и указателей расширения, а также по установке мелкой арматуры и устройству дренажей.

Во время монтажа дренажных трубопроводов необходимо следить за тем, чтобы трубы внутри были чистыми. Так как в дренажных трубопроводах во время эксплуатации очень часто возникают гидравлические удары, крепление трубопроводов должно быть выполнено особо тщательно. До гидравлического испытания все сварные стыки должны быть проверены ультразвуком, 10% стыков просвечены гамма-лучами.

До включения паропроводов в работу должны быть приварены реперы для замеров ползучести металла паропроводов, сделаны первые замеры, а также выделены контрольные участки для наблюдения за структурными изменениями металла труб.

Измерительные шайбы, гильзы термометров и другие заборные устройства устанавливаются до гидравлического испытания паропроводов. На время паровой продувки все заборные устройства для приборов должны быть вынуты, а отверстия заглушены металлическими пробками.

10-8. ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА ПАРОПРОВОДОВ ИЗ АУСТЕНИТНЫХ СТАЛЕЙ

Все детали паропроводов из аустенитной стали поставляются в полностью законченном виде, и в монтажных условиях каких-либо переделок производиться не должно. После того как все детали трубопроводов отобраны, проверены и замаркированы, приступают к их сборке.

Сборка деталей трубопроводов из аустенитных сталей производится с соблюдением следующих требований:

1) обрезка труб на монтаже выполняется резцами, газофлюсовым, кислородно-песочным или электродуговым способом. В случае применения огневой резки не-

обходимо предусматривать припуск не менее 10—15 мм на последующую механическую обработку. Снятие фасок под сварку должно производиться только механическим способом. Отклонение перпендикулярности реза от оси трубы должно быть не более 0,5 мм;

2) подкладные кольца для труб диаметром до 110 мм в случаях отсутствия заводских колец могут быть изготовлены из полосовой стали марки 1Х18Н9Т в соответствии с заводскими чертежами. Остающиеся подкладные кольца устанавливают плотно. Местные зазоры между кольцом и внутренней поверхностью трубы должны быть не более 0,5 мм;

3) сварка стыков труб с внутренним диаметром 110 мм и более должна производиться на удаляемых подкладных кольцах. Сварка труб на остающихся подкладных кольцах допускается только в тех случаях, когда по условиям сборки удаление съемных колец затруднено или невозможно.

Разъемное удаляемое медное подкладное кольцо для сварки труб из аустенитных сталей изготовляется из четырех или трех отдельных секторов. Для изготовления секторов применяется медь марок МО или МТ. Разъемные медные подкладные кольца изготовляются для каждого диаметра труб, при этом разница внутренних диаметров стыкуемых труб не должна превышать 1 мм. Подкладное кольцо необходимо установить плотно, зазоры между кольцом и внутренней поверхностью трубы не должны превышать 1 мм.

При расточке труб минимальная толщина стенок труб после расточки должна быть не менее:

Нормальная толщина стенки, мм	25	22	13	5
Минимально допускаемая толщина стенки, мм	23,8	20,9	11,7	4,5

Разность наружных диаметров стыкуемых труб не должна превышать 3 мм.

Кромки труб снаружи и внутри должны быть очищены от ржавчины, грязи и жира до металлического блеска на длине не менее 20—30 мм.

Сборка стыков труб производится при помощи специальных установочных стяжных приспособлений.

Подгибка аустенитных труб не более чем на 10° в монтажных условиях допускается как исключение.

Возможность и технология подгибки должны быть заранее согласованы с заводом — поставщиком трубопровода, проектной организацией, проверены расчетом дополнительных напряжений и выполнены в холодном состоянии или с нагревом муфелем.

Нагрев труб в местах расположения стыков категорически запрещается. После подгибки термообработка не производится.

Сборку паропроводов из аустенитных сталей необходимо производить по специально разработанной технологии монтажа. Технология монтажа предусматривает требования:

1) сборку и сварку вертикальных участков паропровода выполнять на сборочной площадке;

2) сборку паропровода производить на опорах, обеспечивающих свободное продольное перемещение труб в процессе сварки и минимальное остаточное напряжение, причем расстояние между опорами не должно превышать 1,5 м, а расстояние от свариваемого стыка до ближайшей опоры — 0,5 м;

3) замыкающие стыки не должны находиться у массивных деталей (арматуры, тройников, коллекторов).

Одновременно каждый сварщик должен варить 2—3 стыка. Это увеличивает производительность труда, так как не допускается во время сварки нагрев стыков свыше 100°С и сварка производится с перерывами для остывания стыков.

Сборка стыков труб из аустенитной стали на удаляемом медном подкладном кольце производится в следующей последовательности: в одну из стыкуемых труб устанавливается подкладное кольцо и закрепляется с помощью распора; на выступающую часть подкладного кольца надвигается вторая стыкуемая труба и при помощи сборочного приспособления устанавливается требуемый по нормам зазор, производится одна прихватка 40—50 мм; при сварке вертикальных стыков прихватка накладывается на верхнюю четверть стыка; после прихватки фиксируется зазор, стержни вынимаются и производится заварка корневого слоя шва электродами диаметром 3 мм с последующим удалением подкладного кольца.

При сборке стыков труб для аргонодуговой сварки корневого слоя применяются плавающие кольца, изготовленные из проволоки диаметром 3—4 мм. Кольца

поставляются заводами вместе с деталями трубопроводов.

Плавающие подкладные кольца из проволоки прихватываются и привариваются к трубе при помощи аргонодуговой ручной сварки вольфрамовым электродом или электродуговой ручной сваркой. Зазор между кольцами и стенкой трубы должен быть не более 0,5 мм. Технология сварки аустенитных сталей освещена в специальной литературе.

Термообработка сварных стыков трубопроводов из аустенитных сталей производится в случаях, когда толщина стенки труб составляет более 20 мм. Одновременно можно производить термообработку стыков только в случаях, когда расстояние между стыками составляет более 15 м.

Термообработка производится при нагреве стыков индукционным способом до температуры 1100±15°С с выдержкой при 1100°С в течение 1 ч и охлаждением под слоем изоляции.

При термообработке сварных швов необходимо, чтобы трубы находились на катковых опорах, имели возможность свободно перемещаться и в стыках не создавались дополнительные напряжения.

При сборке, подготовке и производстве сварных работ контроль всех операций должен быть хорошо организован и проводиться только опытным персоналом.

Все стыки подвергаются внешнему осмотру, а стыки трубопроводов с толщиной стенки 20 мм и более по правилам Госгортехнадзора просвечиваются гамма-лучами и проверяются ультразвуком.

Для контроля сварных соединений усиление стыков снимается полностью. После выполнения термообработки стыки подвергаются внешнему осмотру для выявления трещин и пор. Для контроля зоны термического влияния необходимо зачищать поверхность трубы, прилегающей к шву на ширине 30—40 мм с каждой стороны стыка. Контроль качества сварных соединений после их зачистки и шлифовки производится визуальным осмотром и методом цветной дефектоскопии.

Для уточнения расположения дефекта относительно границы сплавления производят травления мест проверки реактивом Морбли.

Для производства механических испытаний вырезаются и подготавливаются образцы: два цилиндрических

или плоских на растяжение; два плоских на загиб; три на ударную вязкость; четыре для макроисследования, один из которых затем используется для микроисследования.

10-8. МОНТАЖ ВЫХЛОПНЫХ ТРУБ ОТ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

Монтаж выхлопных трубопроводов должен быть выполнен точно по проекту. Особое внимание должно быть обращено на крепление труб и уплотнение их при выходе через кровлю при вертикальной их установке и через стены — при горизонтальной установке.

Крепление труб должно принимать на себя усилия реакции, возникающей при срабатывании клапанов, и вес самих труб. Нагрузки от веса труб, а также от возникающей реакции должны передаваться на опоры и подвески выхлопных труб. Крепление труб должно принимать на себя и вибрационные нагрузки, возникающие при срабатывании клапанов. Трубы не должны защемляться в опорах, в стенах и в кровле, должны иметь возможность свободно расширяться при нагревании во время срабатывания клапанов. При прохождении через кровлю трубы должны иметь уплотнение (рис. 8-9), предохраняющее от атмосферных осадков клапаны, оборудование и тепловую изоляцию.

На выхлопных трубопроводах не должны устанавливаться отводы с малым радиусом гиба, крутоизогнутые и наборные. Крутые и наборные отводы, имеющие большее сопротивление, чем гнутые, при срабатывании клапанов благоприятствуют увеличению реактивных усилий на клапаны и возникновению вибраций труб.

Отводы, применяемые для выхлопных труб, должны иметь ровную и чистую внутреннюю поверхность и быть согнуты под радиусом не менее $4D_в$. Чтобы уменьшить усилие реакции на выходе, трубы на выходе должны иметь скос или двусторонний выход и небольшую длину после опоры до выхода. Вертикально установленные выхлопные трубы должны иметь дренажи для свободного стока образовавшегося конденсата и атмосферных осадков. Горизонтально установленные выхлопные трубы должны быть проложены с уклоном 0,004 в сторону выброса среды и иметь на конце двусторонний выход среды.

Крепление труб должно позволять свободно осматривать и производить по месту ремонт и демонтаж предохранительных клапанов.

Выхлопные трубы должны быть изготовлены из бесшовных труб. Крепление трубопровода у предохранительного клапана должно обеспечивать надежную работу фланцевого или сварочного соединения трубы с клапаном и не должно служить причиной расстройства фланцевого или сварного соединения.

Вертикально установленные трубы должны иметь пружинные подвески. После окончания монтажа подвесок пружины должны быть отрегулированы так, чтобы принять на себя массу труб, не препятствовать тепловому расширению и не создавать вибраций труб.

10-10. МОНТАЖ АРМАТУРЫ

При получении арматуры от заводов-поставщиков проверяется наличие всей заводской технической документации и маркировки. На каждую единицу арматуры завод выдает паспорт установленного образца, в котором указывается заводской номер изделия, рабочие параметры, пробное гидравлическое давление при испытании, сертификат на материал корпуса и крышки арматуры. Эти же данные должны быть выбиты на ободке фланца корпуса арматуры или на корпусе. Арматура без всей необходимой технической документации или при наличии в документации каких-либо неточностей должна храниться отдельно и в монтаж не выдаваться. Вся поступающая арматура учитывается в специальном журнале. Полученная вместе с арматурой заводская техническая документация сдается в производственно-технический отдел монтажного участка для последующей передачи ее в технический архив электростанций. При приемке арматуры в монтаж она тщательно осматривается.

Технический осмотр арматуры заключается в осмотре всех деталей. При приемке арматуры на высокие и сверхвысокие параметры пара детали дополнительно проверяются переносным стилоскопом на наличие легирующих элементов.

В случае отсутствия легирующих элементов в деталях арматура бракуется. Арматура с забракованными деталями в монтаж не допускается и складируется отдельно от остальной арматуры. Только после замены забракованных деталей арматура может быть принята в монтаж.

При подъеме арматуры строповку следует производить только за корпус арматуры. Нельзя стропить тросом за штурвалы, шпиндели, сальники, рычаги и отверстия для болтов, так как при этом повреждаются детали. Стропить арматуру при ее установке следует всегда так, чтобы ее можно было легко установить без дополнительных перестроповок.

Установка арматуры производится в местах, указанных в проекте трубопровода.

Во всех случаях установки арматуры всех назначений как бесфланцевой, так и фланцевой следует руководствоваться указаниями заводов по установке арматуры и следить за тем, чтобы ее было удобно осматривать, обслуживать и ремонтировать.

При установке арматуры с фланцевыми соединениями проверяют правильность подбора фланцев, крепежа, прокладочных материалов и следят за тем, чтобы не было перекоса при сборке и затяжке фланцевых соединений.

Затяжку фланцевых соединений производить при температуре окружающего воздуха не ниже —15°С. При установке бесфланцевой приварной арматуры необходимо следить за правильной подгонкой стыков к сварке и соблюдением технологии сварки.

Сборка арматуры и труб под сварку производится в специальных центровочных приспособлениях, обеспечивающих расположение осей стыкуемых труб и арматуры на одной прямой. Перед сваркой арматуры с трубопроводом предусматривается установка временных опор и подвесок вблизи сварных стыков с целью разгрузки их при сварке и термообработке.

Во время приварки арматуры к трубам затвор немного открывают для того, чтобы предотвратить заклинивание его от нагрева корпуса. После окончания приварки и остывания затвор следует закрыть.

При необходимости обработки концов патрубков арматуры под сварку на монтажной площадке резка и снятие фасок на торцах производятся на специальных трубоотрезных станках или цепным газовым резаком с последующей обработкой фаски наждачным кругом или другим механическим способом.

Арматура, установленная на трубопроводах, не должна испытывать дополнительных нагрузок при тепловых расширениях трубопроводов как в процессе эксплуатации, так и в холодном состоянии. Для обслуживания арматуры к ней должен быть обеспечен доступ. Вся установленная на трубопроводах арматура маркируется в соответствии с правилами технической эксплуатации.

Арматура на высокие и сверхвысокие параметры поступает с заводов и хранится без сальниковой набивки, поэтому перед монтажом, как правило, в арматуре устанавливается новая набивка.

Перед установкой арматуры с нее снимают заглушки и при закрытом затворе сжатым воздухом очищают внутренние полости от грязи и пыли.

При установке арматуры в трубопровод необходимо строго следить за тем, чтобы арматура, предназначенная к установке в паропровод, не устанавливалась в питательный трубопровод, и наоборот.

Отличить паровую арматуру от водяной можно по маркировке или проверкой наличия легирующих элементов в металле корпуса переносным стилоскопом.

Задвижки открывают вращением маховика против часовой стрелки, закрывают вращением маховика по часовой стрелке с последующим поджатием, прилагая для задвижек с D_y 100 мм крутящий момент 250 Н·м для паровых и 200 Н·м для водяных; для задвижек с D_y 175 и 225 мм — 450 Н·м для паровых, 380 Н·м для водяных. После поджатия маховик следует повернуть в обратную сторону для задвижек с D_y 100 мм на 0,75—1 оборот, для задвижек с D_y 175 и 225 мм — 1,5 и 2 оборота.

Во избежание поломки деталей превышение указанных крутящих моментов не разрешается. Если открытие или закрытие задвижек требует усилий, превышающих указанные, то это может произойти по следующим причинам.

1) Сальник слишком затянут или затянут с перекосом грундбуксы, поэтому необходимо проверить зазор между шпинделем и грундбуксой и освободить шарнирные болты.

2) Заклинило затвор в результате термического удлинения шпинделя — необходимо освободить на 0,5—1 оборот гайки на шпильках, которыми крепится переходный фланец к бугелю.

3) Нарушена резьба шпинделя и втулки или загрязнено это соединение — следует разобрать втулку, почистить резьбу, устранить повреждение.

4) Погнут шпиндель — в этом случае необходимо заменить шпиндель или постараться выправить его.

Резьбовое соединение шпинделя и втулки шпинделя должно быть чистым и исправным. Особое внимание уделяется очистке резьбы от пыли и грязи, так как последние вызывают заедания резьбового соединения. Резьбовые соединения должны быть смазаны тонким слоем графита, разведенного водой. Смазка резьбовых соединений маслом воспрещается, особенно на паровой арматуре, так как при высокой температуре масло пригорает.

10-11. МОНТАЖ ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

Монтаж рычажных предохранительных клапанов

При установке рычажных предохранительных клапанов необходимо:

1) штоки клапанов устанавливать строго вертикально;

2) посадку и крепление грузов на рычаге производить так, чтобы грузы не выворачивали рычагов относительно осей штоков клапанов;

3) при закрытом положении клапанов рычаги должны находиться в строго горизонтальном положении;

4) штуцера предохранительных клапанов должны иметь жесткое крепление для предотвращения вибрации при сбрасывании клапанов;

5) крепление и приварку штуцеров рассчитывать на реактивное усилие, возникающее в месте крепления и приварки клапанов;

6) крепление выхлопных труб должно принимать на себя массу выхлопных труб, реакцию, возникающую при выходе пара из выхлопных труб, и обеспечивать свободу теплового расширения;

7) грузы на клапане должны надежно закрепляться и не смещаться при срабатывании клапанов;

8) защитные кожухи на клапанах не должны касаться грузов и не препятствовать открытию клапанов;

9) выполнить дренажи из выхлопных труб;

10) исключить попадание атмосферных осадков на клапаны и в выхлопные трубы;

11) обеспечить свободный доступ к клапанам для их обслуживания.

Регулирование предохранительных клапанов на заданное давление, при котором они должны срабатывать, производится за счет передвижки груза вдоль рычагов. После того как клапан будет отрегулирован, необходимо грузы надежно закрепить на рычаге, чтобы они не передвигались самопроизвольно.

Металлические кожухи, надеваемые на грузы клапанов, должны быть надежно закреплены, не задевать грузов соседних клапанов и обеспечивать свободное открытие и закрытие клапанов.

Монтаж пружинных предохранительных клапанов

При монтаже пружинных предохранительных клапанов необходимо:

1) штоки клапанов устанавливать строго вертикально;

2) установку и крепление пружин осуществлять так, чтобы пружина не выгибалась и витки не касались между собой;

3) при закрытом положении клапанов следить, чтобы пружины не создавали перекосов клапанов;

4) следить, чтобы штуцера предохранительных клапанов имели жесткое крепление для предотвращения вибрации при срабатывании клапанов;

5) крепление и приварку штуцеров рассчитывать на реактивное усилие, возникающее в месте крепления и приварки клапанов.

Монтаж импульсных предохранительных клапанов

Главный предохранительный клапан импульсно-предохранительного устройства приваривается к штуцеру паропровода или коллектора строго в вертикальном положении. Крепится предохранительный клапан через лапы присоединительного патрубка болтами к специальной опоре.

Предохранительный клапан при установке не должен испытывать дополнительных нагрузок от массы выхлопных труб.

Импульсные клапаны с электромагнитными приводами монтируются на специальном каркасе и по возможности должны находиться на минимальном расстоянии от предохранительных клапанов, в местах удобных для обслуживания, где температура окружающего воздуха не превышает 35°С и относительная влажность не более 80%. Недопустима установка импульсного клапана в местах, подвергающихся толчкам и вибрации. Шпиндель импульсного клапана должен быть установлен строго вертикально. Рычаг с подвешенным грузом и присоединенным сердечником нижнего электромагнита не должен иметь перекосов в вертикальной и горизонтальной плоскостях.

Электромагниты устанавливаются на каркасе строго вертикально. Оси электромагнитов должны находиться в одной плоскости с осями шпинделя, тарелки и рычага. Движение сердечников электромагнитов должно быть свободным, без заедания, для чего нужно удалить лишнюю смазку и проверить войлочные уплотнения. Опорная планка верхнего электромагнита приваривается

так, чтобы зазор между рычагом и вилкой был 4—6 мм для обеспечения плотной посадки тарелки клапана на седло. Сферические колпачки электромагнитов, закрывающие винты с прорезью, необходимо отрегулировать так, чтобы при движении сердечников электромагнитов туда поступал воздух (прорезь винта должна выходить из корпуса электромагнита на 1,5—2 мм). Если винт завинчен полностью, то при подъеме под сердечником создается разрежение и при обесточенной электрической цепи отрегулировать клапан на заданное давление подрыва затруднительно.

Чрезмерное вывинчивание винта вызовет резкое движение сердечника при втягивании, что отрицательно скажется на уплотнительных поверхностях импульсных клапанов. Чтобы избежать заедания импульсного клапана при открывании, ось сердечника нижнего электромагнита должна совпадать с осью рычага. Электроконтактный манометр следует устанавливать на щите управления блока или щите управления парогенератора. Реле давления следует устанавливать в месте, не подверженном вибрации. Импульсные трубки должны быть минимальной длины с минимальным числом гибов.

Импульсные клапаны регулируют на заданное давление при помощи рычажных импульсных клапанов, соединенных импульсными трубками непосредственно с трубопроводом, как рычажные клапаны, а также при помощи электромагнитов, установленных на сердечниках, соединенных с рычагами клапанов. Регулирование клапанов производится на стенде в арматурной мастерской, а окончательная проверка работы клапанов производится при включении трубопроводов на рабочие параметры. Импульсные предохранительные клапаны должны сработать в течение 1 с после получения импульса. Если клапаны не срабатывают при повышении давления в трубопроводе то это может произойти вследствие заклинивания поршней от попадания грата, окалины или других посторонних предметов. В таких случаях необходимо снизить давление до атмосферного, разобрать и осмотреть клапан и удалить посторонние предметы.

10-12. МОНТАЖ ФЛАНЦЕВЫХ И ВВАРНЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СОПЛ И ДИАФРАГМ

Измерительные диафрагмы и сопла устанавливаются в трубопровод для измерения количества транспортируе-

мой среды по перепаду давления. Точность показаний указывающих и регистрирующих приборов зависит от правильности и тщательности установки измерительных устройств, выполнения монтажа импульсных линий диафрагм и сопла.

Диафрагмы и сопла по конструкции бывают фланцевые (рис. 10-8) и вварные (рис. 10-9).

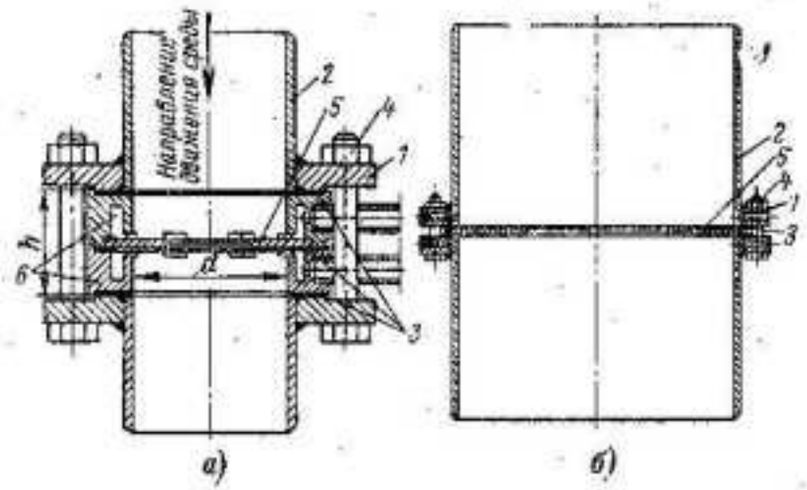


Рис. 10-8. Измерительные фланцевые диафрагмы.
а — камерная; *б* — дисковая: *1* — фланец; *2* — патрубок; *3* — прокладка; *4* — крепеж; *5* — диафрагма; *6* — кольцевые камеры.

Заводы совместно с трубопроводами поставляют:

1) соединения с измерительными соплами для паропроводов и трубопроводов питательной воды;

2) соединения с измерительными диафрагмами только для трубопроводов питательной воды.

Сопла и диафрагмы рассчитаны на следующие параметры среды:

	Температура, °С	Давление, МПа
Паропроводы	570	25,5; 14,0; 3,7
	540	10,0
Трубопроводы питательной воды	230	32,0; 23,0;
	215	18,5

Соединения даны для всех диаметров труб от D_y 60 мм и более, а для паропроводов 3,7 МПа, 570°С от D_y 250 мм и более.

Все соединения изготовляются с четырьмя парами отверстий для отбора. Если требуется меньшее число отборов, лишние отверстия должны быть заглушены

пробками и тщательно заварены на монтаже до продувки и гидравлического испытания трубопровода.

Сварное соединение состоит из двух патрубков с приваренным между ними соплом или диафрагмой.

Завод изготовляет и поставляет сварные соединения в сборе с измерительными сужающими устройствами (диафрагмами или соплами).

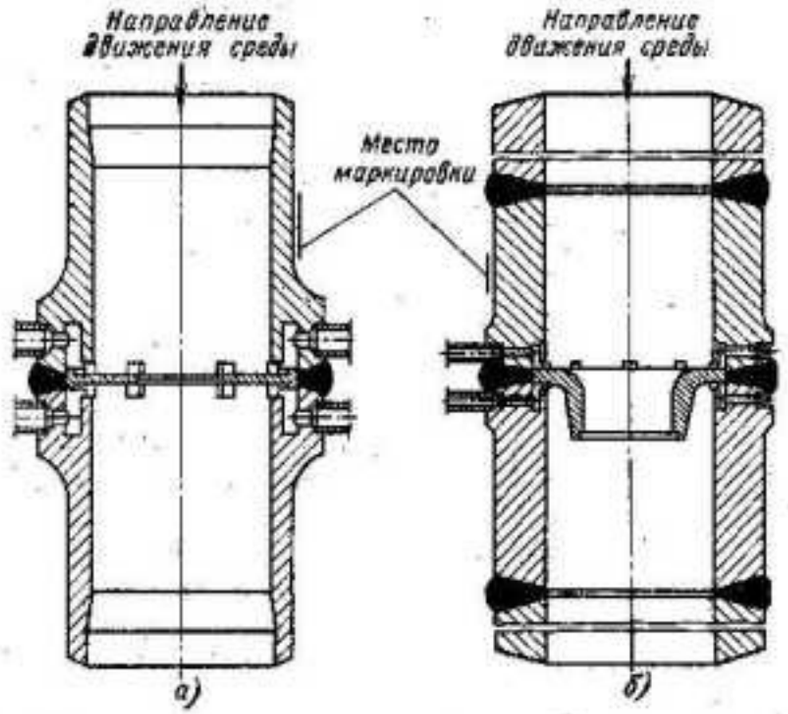


Рис. 10-9. Измерительные вварные диафрагмы и сопла.
а — диафрагма; *б* — сопло.

Размер внутреннего диаметра при 20°С d_{20}, а также и остальные размеры сужающего устройства после сварки и термообработки должны соответствовать рабочему чертежу. При сборке патрубков должна быть обеспечена плотность прилегания торцов патрубков к сужающему устройству. Зазоры между торцами патрубков и сужающим устройством не допускаются.

Смещение оси одного патрубка относительно оси другого не должно превышать величины Δ:

Условный проход D_y, мм	125	150	175	200	225
Допускаемое смещение Δ, мм	0,7	0,8	0,8	0,8	0,9
Условный проход D_y, мм	250	300	350	400	450
Допускаемое смещение Δ, мм	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0

Угол перекоса осей свариваемых патрубков не должен превышать 0°10′.

В процессе сборки на заводе должно быть исключено попадание каких-либо загрязнений в кольцевую камеру, а также масла и влаги в зазоры соединений и на прилегающие поверхности в местах сварки. Отверстия, соединяющие кольцевые камеры с внутренней полостью сварного соединения, а также кольцевую камеру зачищают от заусениц и стружки.

Все сварные швы из стали 20 с толщиной стенки свыше 35 мм и из легированной стали независимо от толщины стенки подвергают термообработке. После термообработки сварное соединение очищают внутри от образовавшейся окалины. Сварные стыки подвергают 100%-ному рентгено- или ультразвуковому контролю. Все детали из легированных марок сталей подвергают 100%-ному стилоскопированию на наличие легирующих элементов.

Готовые изделия подвергаются гидравлическому испытанию в количестве 5% изготовляемой партии. Перед гидроиспытанием производят смазку сужающего устройства с последующей продувкой воздухом кольцевой камеры. Наибольшее отклонение результатов отдельных измерений от среднего диаметра трубопровода на участке длиной $2D$ вследствие конусности, эллиптичности или деформации трубопровода не должно превышать $\pm 0{,}5\%$ при $(d/D)^2 < 0{,}3$ и 2% при $(d/D)^2 \geqslant 0{,}3$ (d — диаметр диафрагмы или сопла на выходе, а D — диаметр трубопровода).

При установке сужающего устройства между фланцами они рассматриваются как конечный участок трубопровода и внутренний диаметр фланца должен быть равен действительному внутреннему диаметру трубопровода у сужающего устройства на расстоянии $2D$.

Уплотнительные прокладки между сужающим устройством и фланцами не должны выступать во внутреннюю полость трубопровода.

На внутренней поверхности участка трубопровода длиной $2D$ перед и за сужающим устройством не должно быть никаких уступов, а также заметных невооруженным глазом наростов и неровностей.

Поскольку всякие местные сопротивления (колена, уголки, задвижки, вентили, переходы и т. п.) приводят к перераспределению скоростей по сечению потока и,

следовательно, к изменению коэффициента расхода, установка диафрагм и сопл непосредственно у местных сопротивлений не допускается.

Необходимые наименьшие длины прямых участков трубопровода постоянного диаметра перед диафрагмой или соплом при отборе статических давлений через кольцевые камеры указываются в проекте или определяются по специальным кривым.

Если отбор давлений производится через отдельные отверстия (без кольцевых камер), длины прямых участков трубопроводов перед сужающими устройствами следует увеличить в 2 раза по сравнению с отбором через кольцевые камеры.

Задвижки и регулирующие клапаны следует устанавливать за сужающим устройством на расстоянии не менее $5D$.

Если задвижку необходимо поместить перед сужающим устройством, то наименьшая допустимая длина прямого участка трубопровода определяется по проекту. Длина прямого участка трубопровода за диафрагмой или соплом во всех случаях должна быть не менее $5D$.

При переходе трубопровода с большего на меньший диаметр (D и D_1) перед сужающими устройствами длина прямого участка трубопровода должна быть от $6D$ до $8D$. Конусное расширение трубопровода перед сужающим устройством требует тем большего прямого участка с постоянным диаметром, чем больше отношение диаметра диафрагм или сопла к диаметру трубопровода перед диафрагмой или соплом и чем больше конусность.

Например, после участка трубопровода, расширяющегося от $0{,}5D$ до D на длине $1{,}8D$, необходим прямой участок длиной не менее:

$10D$ при $(d/D)^2 < 0{,}2$; $20D$ при $0{,}25\ (d/D)^2 \leqslant 0{,}5$.

Если конусное сужение выполнено с уклоном не более 1 : 10 и концы его имеют плавные скругления, то допускается уменьшение длины прямого участка трубопровода перед сужающим устройством до $2D$.

Монтаж сварного соединения с измерительным соплом или диафрагмой должен производиться после продувки трубопровода. При этом следует принять все необходимые меры против возможности попадания в трубопровод посторонних предметов.

Для приварки сварного соединения к трубопроводу должны применяться удаляемые инвентарные подклад-

ные кольца. Неудаляемые подкладные кольца для сварки трубопровода допускаются на входном конце на расстоянии не менее $8D$ (где D — внутренний диаметр трубопровода); на выходном конце — на расстоянии не менее $3D$.

Импульсные трубы к измерительным приборам в зависимости от назначения, давления и температуры среды выполняются из газовых труб, холоднотянутых тонкостенных углеродистых труб до 450°С и из низколегированных тонкостенных труб — свыше 450°С. Соответственно применяется арматура чугунная, бронзовая и из углеродистых и легированных сталей.

На трубопроводах должна быть установлена плотно закрывающаяся арматура.

При выборе и прокладке трасс импульсных труб необходимо, чтобы они по возможности были короткими, имели минимум пересечений с основными трубопроводами и кабельными трассами, не имели воздушных мешков и недренируемых мест, были удобно проложены и с требуемыми уклонами.

Согласно правилам Комитета стандартов, мер и измерительных приборов[1] в зависимости от назначения измерительных приборов импульсные трубки от заборных устройств имеют особенности при прокладке.

Трубки соединительных линий, по которым статическое давление перед и за сужающим устройством передается на дифманометр, должны быть проложены по кратчайшему расстоянию вертикально или с уклоном 0,1. Длина соединительных линий должна быть такой, чтобы температура измеряемого вещества, поступающего в дифманометр, была равна температуре дифманометра.

Внутренний диаметр трубок должен быть не менее 8 мм. Во избежание запаздывания показаний прибора рекомендуется применять трубки с $D_{вн}$ не менее 12 мм.

Соединительные линии должны быть герметичными, изгибы трубок — плавными. Они должны быть защищены от действия внешних источников тепла и предохранены от замерзания.

Соединительные линии к приборам для измерения расхода жидкости на всем протяжении должны иметь уклон в одну сторону, причем в случае расположения

[1] Правила 28-64 Государственного комитета стандартов, мер и измерительных приборов СССР. М., Стандартгиз, 1964.

дифманометра выше сужающего устройства или при невозможности устройства одностороннего уклона в наивысших точках отдельных участков линий следует устанавливать газосборники. Для горизонтальных и наклонных трубопроводов соединительные линии должны примыкать к сужающему устройству в нижней его части.

Для измерения расхода горячих жидкостей ($t \geqslant 70$°С) в соединительные линии включаются конденсационные сосуды.

Соединительные линии для измерения расхода газа на всем своем протяжении должны иметь односторонний уклон, а в случае установки дифманометра ниже сужающего устройства или невозможности устройства одностороннего уклона в нижних точках отдельных участков линий устанавливаются отстойные сосуды.

Для горизонтальных и наклонных трубопроводов соединительные линии должны примыкаться к сужающему устройству в верхней его части.

Следует избегать расположения соединительных трубок в непосредственной близости к горячему трубопроводу; если же этого избежать невозможно, обе соединительные трубы должны быть вместе заизолированы тепловой изоляцией.

При перепаде давления менее 400 мм вод. ст. сечение проходного отверстия вентилей в соединительных линиях должно быть равно сечению трубок или близко к нему.

В соединительных линиях для измерения расхода водяного пара обе трубки от заборных устройств должны быть установлены в плоскости верхнего отверстия для отбора статического давления и располагаться горизонтально и на одном уровне.

Запорная арматура в трубках между сужающим устройством и конденсационными сосудами должна быть полнопроходной. Трубки, соединяющиеся с конденсационными сосудами, должны иметь $D_{вн}$ не менее 25 мм и теплоизолированы.

Импульсные трубопроводы прокладываются на специальных легких металлических конструкциях, прикрепленных к основным трубопроводам, балкам, колоннам, площадкам парогенераторов и турбин и строительным конструкциям. При прокладке импульсных труб необходимо следить за тем, чтобы они не подвергались ударам.

В местах подключения труб к оборудованию и приборам трубопроводы должны быть укреплены.

Перед тем как принять трубы в монтаж, необходимо их продуть сжатым воздухом или промыть водой и убедиться, что трубы не забиты. При соединении труб на муфтах необходимо следить, чтобы в трубы не попадали пакля, концы и другие посторонние предметы, а при выполнении работ по электросварке следить за тем, чтобы шлаком не были перекрыты отверстия в трубах.

После окончания сборочных и сварочных работ каждый трубопровод должен быть продут сжатым воздухом от заборных мест до прибора и замаркирован. После окончания всех работ импульсные трубопроводы испытываются гидравлическим давлением $1{,}25p_{раб}$, а импульсные трубы, работающие под вакуумом, — 0,25 МПа. Все трубопроводы после гидравлического испытания окрашиваются.

Штуцера и бобышки

На трубопроводе должны быть установлены все необходимые устройства для контрольно-измерительных приборов, предусмотренные рабочим проектом.

Штуцера предназначены для присоединения импульсных трубок к контрольно-измерительным приборам.

Бобышки предназначены для установки термометров, термопар и термометров сопротивления.

Для давлений до 14 МПа и при 570°С бобышки изготовляются из стали 12Х1МФ, для давлений до 10 МПа и при 510°С допускается применение стали 12МХ и 15ХМ. На рис. 10-10 показана конструкция и вварка прямой бобышки в трубопровод. При приварке бобышек применяются те же электроды, что и при сварке соответствующих марок сталей трубопроводов.

Бобышки скошенные предназначены для установки термометров на трубопроводах питательной воды и трубопроводах среднего давления. Изготовляются бобышки из стали 20.

Пробки для закрытия отверстий в бобышках для установки контрольно-измерительных приборов и в арматуре изготовляются согласно ОСТ.

При установке контрольно-измерительных приборов и пробок применяются прокладки из отожженной меди

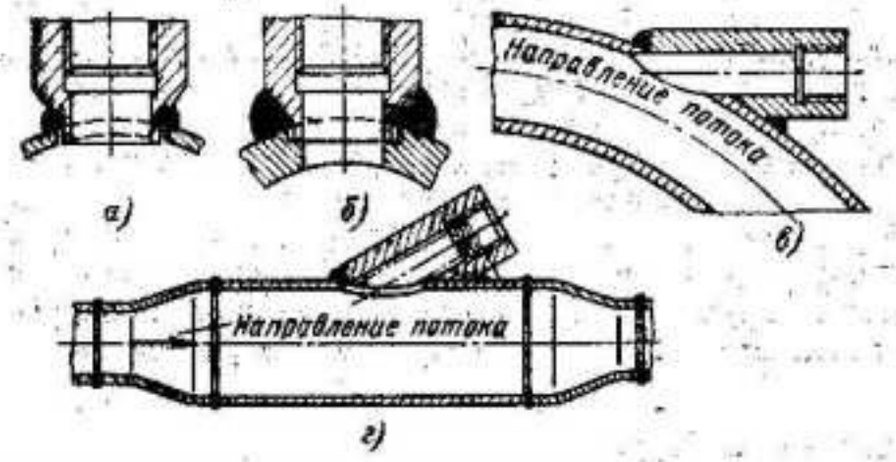


Рис. 10-10. Вварка бобышек в трубопровод.
а — на трубах с толщиной стенки до 8 мм; *б* — на трубах с толщиной стенки более 9 мм; *в* — на отводе; *г* — на трубах малого диаметра.

М-3, ГОСТ 859-66, а для трубопроводов, работающих при давлении $p_y \leqslant 100$ МПа, допускаются прокладки из паронита (ГОСТ 481-71).

Конструкция и установка парозаборных зондов

Парозаборные зонды для электрического солемера (рис. 10-11) устанавливаются на вертикальных участках паропроводов так, чтобы отверстия были направлены против потока пара. Свободный конец парозаборного

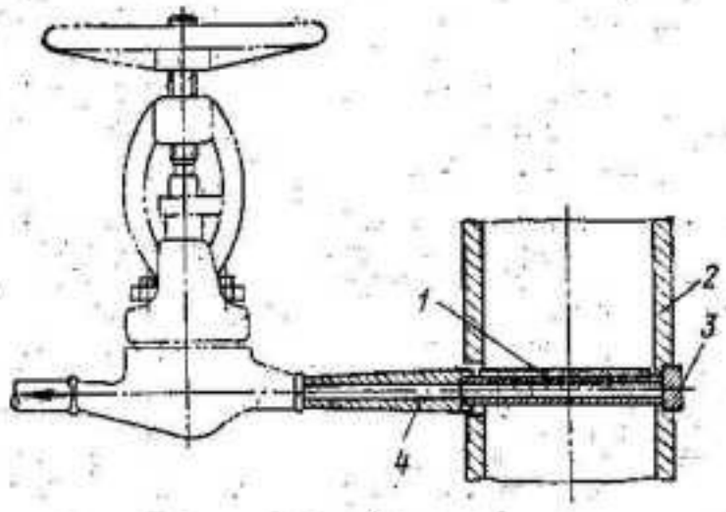


Рис. 10-11. Установка парозаборных зонтов в трубопровод для солемеров.
1 — парозаборная трубка; *2* — паропровод; *3* — пробка; *4* — переход.

зонда должен входить на 4 мм в отверстие, высверленное в стенке паропровода, которое после установки зонда закрывается пробкой и заваривается.

Правильность установки зонда контролируется по установочной шпильке на угловом вентиле, конец которой указывает, в какую сторону должны быть направлены отверстия. При установке на заборном зонде проходного вентиля расположение отверстий проверяется по стрелке на переходе парозаборного устройства.

Хранение арматуры

Арматура должна храниться на складах в упаковке завода-изготовителя или в неупакованном виде на стеллажах склада в сухом помещении; в последнем случае обязательное наличие на арматуре заглушек. Арматура неупакованная должна устанавливаться на стеллажах в вертикальном положении шпинделем вверх и стоять устойчиво.

При длительном хранении арматуры и истечении срока заводской консервации необходимо снять с арматуры заводскую консервацию, промыть арматуру керосином, бензином Б-70 или растворителем, продуть сжатым сухим воздухом до полного удаления влаги, а затем вновь законсервировать согласно ГОСТ 13638-69.

Арматура, изготовленная из нержавеющих сталей, должна храниться в заводской упаковке в закрытых складах, отдельно от арматуры, изготовленной из углеродистых и легированных сталей. Срок консервации арматуры устанавливается заводом-изготовителем и указывается в паспорте на арматуру.

Согласно инструкции о порядке хранения энергетического оборудования на объектах Министерства энергетики и электрификации СССР, утвержденной Министерством от 15 июля 1967 г. № 116: «Фланцевая арматура должна быть закрыта деревянными заглушками, а бесфланцевая деревянными пробками. Арматура должна устанавливаться на складе шпинделем вверх, причем тарелки плотно прижимаются к седлам, чтобы на уплотнительную поверхность не попадали пыль и грязь.

Механизмы приводов должны быть закрыты деревянными футлярами, а маховики сняты, маркировка на арматуре должна быть хорошо видна; внутренние и наружные обработанные поверхности должны быть покрыты защитной смазкой.

Крупные задвижки, лежащие плашмя, должны быть закрыты толем и деревянными крышками, исключающими попадание в них воды».

10-13. МОНТАЖ ДРЕНАЖНЫХ, ПРОДУВОЧНЫХ И СЛИВНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Продувочные и дренажные трубопроводы служат для удаления из паропроводов высокого и сверхвысокого давления конденсата пара, конденсирующегося в них во время прогрева паропровода, а также во время включения и выключения паропроводов из работы.

Поскольку в этих паропроводах пар сильно перегрет и конденсат во время работы не скапливается, то продувочные трубопроводы во время работы паропроводов, как правило, закрыты.

На паропроводах более низких параметров и насыщенного пара дренажные трубопроводы служат для удаления образовывающего конденсата при прогреве, отключении и во время работы паропровода. В этих случаях для исключения прохода пара с конденсатом устанавливают конденсационные горшки.

На питательных и других трубопроводах, подающих воду, на наиболее низких участках устанавливаются штуцера с вентилями для опорожнения их от воды в сливные линии во время отключения их от работы.

Дренажные трубопроводы должны быть смонтированы так, чтобы их было удобно закрепить, выдержать положенные уклоны, удобно и безопасно обслуживать.

Во время монтажа дренажных трубопроводов необходимо следить за тем, чтобы дренажные трубы внутри были чистыми. Так как в дренажных трубопроводах во время эксплуатации очень часто возникают гидравлические удары, крепление трубопроводов должно быть выполнено прочно и тщательно. До гидравлического испытания все сварные стыки должны быть проверены ультразвуком, а 10% стыков просвечены гамма-лучами. При подготовке стыков к сварке необходимо следить за тем, чтобы не было смещения труб и проход труб в местах сварных соединений не был заплавлен шлаком или металлом.

На дренажных, сливных и продувочных трубопроводах не должно быть «мешков» и подъемов, чтобы не создавались гидравлические удары в случаях понижения температуры ниже нуля, не произошло замораживания.

На дренажных штуцерах трубопроводов, работающих при давлении до 2,2 МПа, устанавливается по одному вентилю и по два — при давлении свыше 2,2 МПа.

На штуцерах паропроводов при условном давлении 20,0 МПа и выше последовательно устанавливается запорный вентиль, затем регулирующий и дроссельная шайба.

В случаях прогрева паропроводов в обоих направлениях продувка должна быть предусмотрена на обоих концах участка.

Нижние концевые точки паропроводов и нижние точки их изгибов должны снабжаться устройствами для продувки.

Непрерывный отвод конденсата посредством конденсационных горшков и других устройств обязателен для паропроводов насыщенного пара и тупиковых участков паропроводов перегретого пара. Конденсационные горшки устанавливаются в строго вертикальном положении.

Сливные трубопроводы укладываются на опорах и подвесках, в каналах или на перекрытиях либо на других строительных конструкциях.

Для отвода воздуха из трубопроводов во время их заполнения водой в верхних точках трубопроводов устанавливают воздушники.

Дренажные и сливные трубопроводы выполняют из тех же марок сталей, что и основные трубопроводы, так как они могут работать при тех же параметрах, что и основной трубопровод. Дренажные и сливные трубопроводы прокладываются с уклоном в сторону слива. При прокладке нескольких сливных и дренажных трубопроводов желательно их располагать параллельно, а арматуру для удобства ее обслуживания по возможности устанавливать в одном месте и на одной высоте.

Дренажные и сливные трубопроводы должны прокладываться с учетом их компенсации, а в потребных случаях они должны иметь компенсаторы. Особенно это важно при подключении дренажных и продувочных трубопроводов к основным трубопроводам.

При удалении основных трубопроводов присоединенные к ним дренажные и продувочные трубопроводы должны иметь свободу перемещения, потому что в противном случае дренажные и сливные трубопроводы будут препятствовать свободному тепловому удлинению паропровода, к которому они присоединены, и могут возникнуть опасные напряжения в месте приварки штуцера к трубопроводу.

На сливных и дренажных трубопроводах высокого давления не допускается вварка трубы в трубу. Соединение их осуществляется посредством кованых тройников и переходов.

10-14. ПОДКЛЮЧЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ К ДЕЙСТВУЮЩИМ МАГИСТРАЛЯМ

До подключения трубопроводов к действующим магистралям и к трубопроводам необходимо выполнить следующее:

1) Подключаемые трубопроводы должны быть полностью смонтированы, произведено их испытание и получено разрешение эксплуатационного персонала на их подключение.

2) Должен быть отключен трубопровод или магистраль, к которой подключается трубопровод заглушками при наличии фланцевых соединений или запорной арматурой, если арматура приварная и фланцевые соединения отсутствуют на магистрали. После отключения действующего трубопровода или магистрали необходимо убедиться в том, что в отключенный трубопровод не попадает среда. Если это случилось, то необходимо выяснить причину и ее устранить. До устранения попадания среды в трубопровод работ по подключению не начинать.

3) Создать условия по безопасному производству работ согласно правилам по технике безопасности.

4) Выполнить все подготовительные работы по подключению.

5) Проверить наличие укомплектованной бригады трубопроводчиков и сварщиков, а также провести инструктаж всем рабочим и мастерам, выполняющим эту работу.

6) Проверить наличие рабочих чертежей на подключение смонтированного трубопровода к действующему.

7) Начальник цеха дирекции электростанции должен выдать наряд-допуск на выполнение работы по подключению.

Подключение газопроводов энергетического газа к действующим газопроводам может производиться тогда, когда действующий газопровод полностью отключен и анализами установлено отсутствие газа в действующем газопроводе и в помещении, где производится подключение.

Работы по присоединению к действующим газопроводам должны выполняться только организацией, эксплуатирующей газовое хозяйство. На выполнение газоопасных работ должны выдаваться наряды-допуски установленной формы и назначаться ответственные лица.

Выполняющий газоопасную работу должен иметь шланговый или изолирующий противогаз. Применение фильтрующих противогазов не допускается.

Предохранительные пояса должны иметь ремни с кольцом на их пересечении со стороны спины для крепления веревки. Применение поясов без наплечных ремней не допускается.

При работе в загазованной среде применение электродрелей и инструментов, могущих дать искру, запрещается. В обуви не должно быть стальных подковок и гвоздей.

Переносные светильники должны быть во взрывозащищенном исполнении.

При производстве газоопасных работ запрещается допускать посторонних лиц к месту работы. Место работы должно иметь оградительные знаки.

Запрещается курение и разведение открытого огня непосредственно в месте производства работ.

10-15. ПРАВИЛА ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ МОНТАЖЕ ТРУБОПРОВОДОВ

При монтаже станционных трубопроводов необходимо руководствоваться основными положениями по технике безопасности строительно-монтажных работ (СНиП III-А.11.70).

1. Перед началом монтажа трубопровода на месте его расположения должны быть установлены постоянные опоры и подвески и надежно закреплены и забетонированы.

2. Разметку мест установки опорных конструкций опор и подвесок и их установку, а также монтаж трубопроводов необходимо вести с лесов, подмостей или вышек, выполненных в соответствии с требованиями об устройстве лесов.

3. При пробивке отверстий в стенах и перекрытиях для проводки труб или для крепления опор и подвесок рабочие должны быть в защитных очках. В случае необходимости рабочее место ограждается защитными экранами. В местах пробивки отверстий необходимо поставить наблюдающих и прекратить доступ посторонних людей.

4. При строповке тяжелой арматуры и фасонных частей нельзя обвязывать трос за штурвалы, шпиндели грундбуксу и отверстия под болты. Строповку следует производить за корпус арматуры.

5. При строповке труб все ветви стропа должны быть натянуты равномерно. Между стропом и трубой следует класть деревянные подкладки, чтобы трос не скользил по трубе при нарушении ее горизонтального положения во время подъема.

6. Уложенные на опоры узлы и примыкающие к ним секции трубопроводов должны быть надежно закреплены постоянными средствами крепления. Временное крепление трубопроводов запрещается.

7. При укладке трубопроводов не разрешается снимать отдельные элементы несущих конструкций (опор, подвесок или консолей).

8. При укладке пространственных блоков или узлов трубопроводов необходимо закреплять все отверстия узла постоянными средствами крепления.

9. Нельзя использовать трубопроводы (если это не предусмотренно проектом) в качестве опоры для подмостей и настилов, для крепления к ним канатов, тяг или каких-либо других такелажных средств, так как трубопроводы на такие дополнительные нагрузки не рассчитаны и могут обрушиться.

10. Проворачивать трубы при сборке и сварке следует с помощью предназначенных для этого ключей (цепных, ленточных) или других поворотных устройств.

11. К монтажу трубопроводов и арматуры, бывших в эксплуатации, разрешается приступать только при наличии акта, подтверждающего отсутствие в них остатка технологических продуктов и разрешающего производство работ.

12. Запрещается оставлять инструменты, материалы, спецодежду и другие предметы в монтируемом трубопроводе даже на короткое время.

Глава одиннадцатая

ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА ОТДЕЛЬНЫХ ВИДОВ ТРУБОПРОВОДОВ

11-1. МОНТАЖ МАСЛОПРОВОДОВ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ

Для изготовления маслопроводов используют трубы из углеродистых сталей ГОСТ 8734-70.

Основным требованием к монтажу маслопроводов является обеспечение чистоты внутренних поверхностей труб, плотности фланцевых соединений, арматуры и сварочных швов.

После проверки комплектности деталей маслопроводов и приемки их по внешнему виду в соответствии с рабочими чертежами приступают к контрольной сборке по месту их установки, окончательной подгонке деталей и к приварке фланцев к трубам.

Во время контрольной сборки проверяют правильность вварки деталей для контрольно-измерительных приборов, соблюдение требуемых уклонов трубопроводов, отсутствие воздушных мешков, правильную расстановку опор и крепление, отсутствие соприкосновений труб с горячими поверхностями и с токоведущими проводами и кабелями.

Зазоры между маслопроводами и строительными конструкциями и трубопроводами должны обеспечивать беспрепятственное расширение корпусов турбин.

Следующей монтажной операцией по монтажу маслопроводов является разборка маслопроводов для приварки фланцев и их шабровки.

Внутренние поверхности стенок труб должны быть очищены от окалины, ржавчины, пригоревшего во время гибки труб песка, сварочного грата до чистого металла. Очистка маслопроводов может производиться механическим способом, растворами кислот и вручную. Трубы больших диаметров очищают шлифмашинками. Очистка труб маслопроводов является очень трудоемкой операцией и при выполнении ее вручную требует большой затраты труда.

Очистка маслопроводов раствором ортофосфорной кислоты

Раствор ортофосфорной кислоты (20—26%) является хорошим растворителем ржавчины и окалины. Грат и шлак, образующиеся во время сварки на сварочных соединениях, ортофосфорной кислотой не растворяются и не очищаются. Поэтому сварные стыки

должны быть очищены механическим способом до начала промывки ортофосфорной кислотой. После очистки маслопроводов раствором ортофосфорной кислоты на очищенной поверхности образуется защитная пленка, предохраняющая металл от повторной коррозии в течение 2 мес. Схема очистки маслопроводов показана на рис. 11-1. До промывки маслопровода производят внешний осмотр сварных швов контура и устраняют все выявленные дефекты; проверяют установку на плотность путем залива ее водой; собирают замкнутый контур из труб маслопроводов и производят опробование насоса на воде в течение не менее 30 мин.

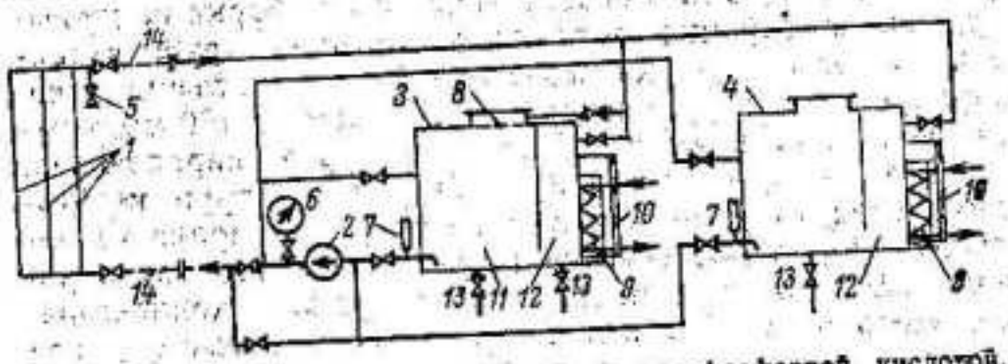


Рис. 11-1. Схема очистки маслопроводов ортофосфорной кислотой.
1 — промывочный контур маслопровода; *2* — промывочный насос; *3* — бак 15%-ного раствора кислоты; *4* — бак 2%-ного раствора кислоты; *5* — штуцера для подачи горячего воздуха и подсоединения гидропресса; *6* — манометр; *7* — термометр; *8* — сито; *9* — паровой обогрев; *10* — указатель уровня; *11* — чистый отсек; *12* — грязный отсек; *13* — дренаж; *14* — резиновый шланг.

Приготовляют лабораторные приборы: ареометр со шкалой от 1,1 до 1,8; цилиндр для взятия проб раствора.

Приготовляют спецодежду для персонала, занятого на кислотной промывке: резиновые перчатки, защитные очки, брезентовые фартуки, резиновые сапоги. Маслопроводы должны быть полностью закончены, включая шабровку фланцев и зачистку сварных швов от грата и шлака. Внутренняя поверхность труб должна быть очищена от масла, так как масло не растворяется и не смывается ортофорсфорной кислотой. Трубы необходимо отмыть водой от грязи.

Потребное количество кислоты, кг, для приготовления раствора определяется по формуле:

$$Q = \frac{BC\rho}{K} = 25 \times 1{,}15 \frac{B}{K} = 28{,}8 \frac{B}{K}, \qquad (11\text{-}1)$$

где Q — количество концентрированной кислоты, кг; B — объем бака установки до уровня сливного патрубка, л; K — концентрация технической кислоты согласно паспорту, %; ρ — плотность 25%-ной ортофосфорной кислоты, равная 1,15 кг/см³; C — требуемая концентрация кислоты в растворе, % (обычно 25%).

В процессе приготовления раствора необходимо следить за концентрацией раствора по его плотности. Кон-

центрация раствора в зависимости от плотности изменяется следующим образом:

Плотность, кг/см³	1,082	1,113	1,146	1,181	1,526	1,633	1,870
Концентрация, %	15	20	25	30	70	80	100

Контуры для промывки целесообразно составлять из участков труб в последовательности их сборки по проекту, концы глушить заглушками. Объем труб, входящих в контур, не должен превышать $^3/_4$ объема бака. При сборке контуров из труб диаметром до 100 мм можно вести промывку нескольких контуров параллельно.

Для очистки внутренней поверхности труб необходимо следить за тем, чтобы раствор при прокачке заполнял полностью сечение трубы. Для этого трубопровод с $D_н > 100$ мм, начиная от напорного коллектора, желательно располагать постепенным подъемом, а все отводы и патрубки должны быть расположены горизонтально. На вертикально расположенных патрубках должны быть установлены воздушники для выпуска воздуха. Рекомендуются два способа промывки.

1-й способ: прокачка раствора по контуру в течение 2—2,5 ч. Откачка раствора производится следующим образом: закрывают все вентили установки и открывают вентиль на всас к насосу от напорного коллектора. После пуска насоса открывают напорный вентиль на бак и следят по указательному стеклу за уровнем раствора в баке. После откачки раствора сначала закрывают напорный вентиль, затем выключают двигатель. Откачку повторяют через 10—15 мин. После окончания промывки и разборки схемы необходимо следить за тем, чтобы был полностью удален грат. Для удаления остатков и раствора из труб и обеспечения их быстрого высыхания снятые трубы располагают вертикально. Перед окончательной сборкой трубы осматривают и, если необходимо, повторяют промывку отдельных участков вторично.

Линзовые компенсаторы на трубах должны быть проверены и вычищены. После промывки и сушки все трубопроводы устанавливают в проектное положение или хранят до их установки с закрытыми фланцами во избежание засорения.

2-й способ: замкнутый контур медленно заполняется раствором кислоты, в течение 30 мин производится прокачка. Контур оставляется под заливом на 12 ч, после чего производится прокачка в течение 1 ч и раствор удаляется из контура воздухом от компрессора с максимально возможными скоростями. Контур разбирают и производят продувку отдельных труб сухим подогретым очищенным сжатым воздухом до полной сушки внутренней поверхности труб.

Во время проведения кислотных промывок следует соблюдать правила техники безопасности при работе с кислотой.

Во время сборки маслопроводов следят за тем, чтобы были качественно собраны все фланцевые соединения и места подсоединений к подшипникам, прокладки не имели вмятин, закатов, надрывов, не перекрывали отверстий труб и были смазаны с двух сторон тонким слоем бакелитового лака. Прокладки для маслопроводов изготовляются из плотной чертежной бумаги толщиной 0,15—0,20 мм или тонкого прессшпана толщиной 0,30 мм. При установке прокладок следят за тем, чтобы лак не попал в трубы, чтобы между фланцами не создавалось перекосов и все шпильки были затянуты равномерно.

После окончательной сборки маслопроводов вырезка каких-либо отверстий и вварка штуцеров нежелательны. Если возникнет надобность в этом, то следует демонтировать эти участки трубопроводов. Места труб, где произведена вварка деталей, необходимо после сварки тщательно очистить от грата и окалины и только после этого установить на место. До пуска турбины маслопроводы необходимо смазать тонким слоем турбинного масла или, если возможно, периодически прокачивать масло.

После окончания всех работ по монтажу маслопроводов и закрытию подшипников турбин современных турбогенераторов маслопроводы испытываются повышенным давлением масла при помощи пускового маслонасоса, создающего давление до 4,0 МПа при закрытой задвижке.

Недостаточное крепление труб маслопроводов может во время работы турбогенераторов и механизмов вызвать вибрацию труб, что может привести к расстройству маслопроводов и появлению течи в фланцевых и сварных соединениях, в таких случаях необходимо дополнительно укрепить трубопроводы, ликвидировав тем самым вибрацию маслопроводов.

Для того чтобы при пропусках фланцев или разрыве маслопровода масло не попало на горячие трубопроводы и не возникло пожара, маслопроводы защищают плотными металлическими коробами, имеющими дренажи, по которым масло может слиться в каналы или трубопроводы свободного слива.

При монтаже маслопроводов необходимо проинструктировать монтажный персонал о работе на высоте и до начала работы построить леса и подмости согласно пра-

вилам по технике безопасности. В местах, где нет возможности построить леса, следует работать с предохранительными поясами.

При очистке и продувке персоналу необходимо пользоваться защитными очками. Перед кислотной очисткой маслопроводов следует проинструктировать монтажный персонал, выдать суконные костюмы, защитные очки, резиновые перчатки и сапоги, оградить место производства работ и повесить предупредительные плакаты. В зону работы бригады по очистке маслопроводов кислотой посторонние лица не допускаются.

11-2. МОНТАЖ ГАЗОПРОВОДОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ГАЗА

Газопроводы энергетического газа в зависимости от максимального рабочего давления газа делятся на:

1) газопроводы низкого давления, транспортирующие природный газ давлением до 0,003 МПа, искусственный газ давлением до 0,0002 МПа и сжиженный газ давлением 0,005—0,004 МПа;

2) газопроводы среднего давления, транспортирующие газ давлением выше 0,005 МПа;

3) газопроводы высокого давления, транспортирующие газ давлением от 0,3 до 0,6 МПа и подающие газ к газгольдерным станциям и отдельным промышленным предприятиям от 0,6 до 1,2 МПа.

Под максимальным рабочим давлением понимается давление, на которое рассчитан газопровод.

При монтаже внутренних газопроводов от газораспределительных пунктов (ГРП) к горелкам парогенераторов требуется обеспечить надежную плотность всех участков и элементов газопровода, чистоту труб и прочность всех деталей газопровода.

Арматура на газопроводе устанавливается в любом положении, которое определяется удобствами обслуживания, ремонта и конструкции арматуры.

Трубопровод следует прокладывать так, чтобы он не пересекал бункеров, баков, закрытых помещений, газоходов, воздухопроводов, пылепроводов и не соприкасался с горячими поверхностями и другими трубопроводами.

При параллельной укладке в одной траншее газопроводов расстояние между стенками труб в свету должно составлять не менее 0,5 м.

Прокладка газопроводов в траншее или канале с другими трубопроводами не разрешается. Расстояние по вертикали между газопроводами, уложенными в земле, и другими сооружениями должно быть не менее 0,15 м, а между газопроводом и кабелями — 0,5 м.

Газопровод необходимо располагать на опорах и подвесках, рассчитанных на массу только газопровода.

На газопроводе устанавливаются выхлопные трубопроводы, соединяющие газопровод с атмосферой, служащие для выхода воздуха в атмосферу перед заполнением и включением газопровода в работу и выпуска газа в атмосферу при остановке парогенераторов. При монтаже выхлопных трубопроводов, газопроводов необходимо соблюдать те же правила, что и при монтаже основного газопровода. Выхлопные трубопроводы должны быть выведены выше высшей точки здания с расчетом, чтоб выходящий газ не попадал в помещение котельной или машинного зала. В открытых котельных выхлопные газопроводы должны подниматься выше потолка котлов на 2,5—3 м.

После окончания всех монтажных работ по газопроводу газопровод необходимо продуть. Для этого составляется схема продувки, на конце продувочного трубопровода устанавливается быстрооткрывающаяся задвижка, которая после окончания продувки демонтируется. Продувку газопровода рекомендуется выполнять до испытания газопровода на плотность.

При монтаже газопроводов энергетического газа необходимо руководствоваться «Правилами безопасности в газовом хозяйстве», утвержденными Госгортехнадзором СССР 28 октября 1968 г.

Согласно этим правилам:

1. К работе по монтажу и эксплуатации газопроводов допускаются рабочие, обученные безопасным методам работы и сдавшие экзамен комиссии, назначенной главным инженером монтажного участка. В состав комиссии должны входить инспектор Госгортехнадзора и технический инспектор Совета профсоюза.

Независимо от сдачи экзамена рабочие при допуске к работе должны непосредственно на рабочем месте быть проинструктированы по технике безопасности.

Повторная проверка знаний рабочими безопасных методов работы должна производиться ежегодно.

2. При выполнении работ в газоопасных условиях (загазованной среде, при возможном выходе газа из газопровода или агрегата и т. п.), а также при подключении к действующему газопроводу работы должны выполняться не менее чем двумя рабочими, а при

работе в колодцах — бригадой в составе не менее трех человек, из которых двое страхующих.

Для изготовления газопроводов должны применяться бесшовные или шовные трубы из малоуглеродистых и низколегированных сталей с максимальным содержанием углерода не более 0,27% и минимальным относительным удлинением 18% на пятикратных образцах. Допускается применение гнутых, крутоизогнутых и сварных отводов, а также штампованных литых и сварных фасонных частей.

На газопроводах должна устанавливаться отключающая арматура, специально предназначенная для газовой среды и рассчитанная на работу при давлении, соответствующем давлению в газопроводе.

Краны, устанавливаемые на газопроводах низкого давления, должны испытываться:

1) на прочность — водой или воздухом давлением 0,1 МПа;

2) на плотность корпуса, затвора и других элементов — воздухом давлением 0,02 МПа.

При насухо протертых уплотнительных поверхностях в течение 5 мин падение давления не должно превышать 100 Па; при нормально смазанных уплотнительных поверхностях падение давления не допускается.

Прокладки перед установкой проваривают в минеральном масле и смазывают графитом. В качестве уплотнений для резьбовых соединений применяют льняную прядь, пропитанную свинцовым суриком или белилами, замешанными на натуральной олифе. Применение пеньки и заменителей натуральной олифы не допускается. Набивку сальников арматуры производят асбестовым шнуром, пропитанным графитом, замешанным на минеральном масле. Задвижки газопроводов низкого давления должны при техосмотре испытываться на прочность водой или воздухом давлением 0,1 МПа, а на плотность затвора — заливкой его керосином. При этом в задвижке в течение 10 мин не должно быть обнаружено пропусков керосина. Запорную арматуру, устанавливаемую на газопроводах среднего и высокого давления, испытывают на прочность в течение 2 мин давлением, равным $1{,}5p_{\text{раб.макс}}$, принятым в проекте, но не менее 0,3 МПа. Испытание арматуры на плотность производят давлением:

1) для задвижек и вентилей — равным $p_{\text{макс}}$, установленным проектом;

2) для кранов — $1{,}2p_{\text{раб}}$, но не менее 0,1 МПа. При сборке узлов трубопроводов должны соблюдаться следующие специальные требования:

1) установка во фланцевом соединении скопленных и разрезных прокладок или нескольких прокладок не допускается;

2) патрубки, привариваемые к трубам, не должны располагаться на сварном шве. Расстояние между швом и стенкой патрубка должно быть не менее 50 мм;

3) отклонение линейных размеров узлов трубопроводов от проектных не должно превышать 4 мм;

4) при укладке трубопровода на опорах сварные стыки должны отстоять от опор не менее чем на 300 мм для газопроводов диаметром до 200 мм. Продольные швы должны находиться выше опоры и с видимой стороны.

При сварке труб с продольным швом эти швы должны быть смещены относительно друг друга на 50—200 мм в зависимости от диаметра труб.

Все трубы и арматура до их установки должны быть тщательно очищены от посторонних предметов, ржавчины, окалины и сварочного грата.

Газопроводы обычно работают при низком давлении, но при выполнении сборочных и сварочных работ к ним предъявляются такие же требования, как и при сварке трубопроводов высокого давления.

Импульсные трубы для контрольно-измерительных приборов присоединяют к газопроводу сверху или сбоку.

11-3. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ КИСЛОРОДА, АЦЕТИЛЕНА, ВОДОРОДА И ПРОПАН-БУТАНА

При прокладке трубопроводов кислорода, ацетилена, водорода и пропан-бутана в траншее или над землей расстояние между ними, а также до ближайших трубопроводов должно быть не менее 250 мм.

Газопроводы неосушенных газов должны прокладываться с уклоном не менее 0,002 в сторону влагосборника. В концевых точках надземной части газопроводов должны предусматриваться штуцера с заглушками или пробками для удаления воздуха при гидравлических испытаниях и для продувки газами с выводом их наружу. Надземные газопроводы после очистки должны грунтоваться и окрашиваться масляной краской: кислородо-

проводы — в голубой цвет, ацетиленопроводы — в белый, трубопроводы других горючих газов — в красный цвет; подземные газопроводы должны покрываться противокоррозионной изоляцией. При прокладке газопроводов и установке газоразборных постов в главном корпусе должны соблюдаться следующие требования: расстояние от газопроводов до горячих поверхностей, имеющих температуру свыше 150°С, должно быть не менее 1 м, до изолированных проводов и электрокабелей — не менее 0,5 м, до оголенных проводов — не менее 1 м, до источников открытого пламени — не менее 1,5 м.

При проходе через засыпные стены или стены из полого кирпича газопроводы укладывают в металлические трубы диаметром не менее 100 мм с кольцевым зазором не менее 20 мм. Зазор заполняют асбестом или другими негорючими волокнистыми материалами. На участках, проходящих через футляры, не допускаются сварные стыки.

Газопроводы должны быть защищены от действия статического электричества. На местах потребления газов должны быть установлены газоразборные посты. Газоразборный пост для ацетилена должен быть оборудован водяным затвором и соответствующей запорной арматурой, а для кислорода — запорным вентилем и штуцером для соединения редуктора.

Для пропан-бутана вместо водяного затвора допускается установка обратного клапана.

Газозаборные посты должны размещаться в металлических вентилируемых шкафах, закрываемых на замок и окрашенных масляной краской: для кислорода — в голубой цвет, с надписью черными буквами «Кислород. Маслоопасно», для ацетилена — в белый цвет, с надписью красными буквами «Ацетилен. Огнеопасно», для других горючих газов (кроме водорода) — в красный цвет, с надписью белыми буквами «Горючий газ. Огнеопасно». Расстояние между шкафами ацетиленового и кислородного постов должно быть не менее 150 мм, и устанавливаться они должны на высоте не менее 600 мм от пола.

Ацетиленопроводы в зависимости от рабочего давления подразделяются на три группы: низкого давления — до 0,01 МПа включительно, среднего давления — свыше 0,01 до 0,15 МПа включительно и высокого давления — свыше 0,15 МПа.

Для ацетиленопроводов не допускается применение труб, арматуры и прочих деталей из меди и ее сплавов, содержащих более 70% меди. Внутренний диаметр труб ацетиленопроводов среднего давления не должен превышать 50 мм; для ацетиленопроводов низкого давления диаметр труб не ограничивается. Толщина стенок труб при надземной прокладке должна быть не менее:

$D_н$, мм	<45	45—76	76—89	89—133	133—159
Толщина стенки, мм	2,5	3	3,5	4	4,5

Для подземных трубопроводов толщина стенки должна быть на 1 мм больше против указанных.

Кислородопроводы в зависимости от рабочего давления, подразделяются на три группы: низкого давления — до 1,6 МПа, среднего — от 1,6 до 4,0 МПа и высокого — 6,4 МПа и выше.

Надземные кислородопроводы высокого давления должны монтироваться из красно-медных или латунных труб по ГОСТ 617-72 и 494-69. При прокладке кислородопроводов высокого давления в грунте допускается применение стальных бесшовных труб.

В резьбовых соединениях кислородопроводов запрещается подмотка льна, пеньки или концов, а также промазка суриком и другими материалами, содержащими жиры. Допускается соединение посредством муфт с пропайкой или промазкой свинцовым глетом, замешанным на дистиллированной воде.

Сальниковую набивку в арматуре для кислорода выполняют из шнурового асбеста, предварительно прокаленного, а затем прографиченного, или из фторопласта-4.

На кислородопроводах должны устанавливаться латунная или бронзовая арматура, специально предназначенная для кислорода. Арматура кислородопроводов перед установкой подлежит полной разборке, обезжириванию и просушке согласно типовым техническим условиям на обезжиривание оборудования, труб и арматуры кислородных установок с учетом следующих основных требований:

1) в качестве основного растворителя для обезжиривания труб и арматуры могут применяться четыреххлористый углерод технический (ГОСТ 4-75) после его однократной перегонки при сухом остатке не более 0,001%, трихлорэтилен (ГОСТ 9976-70), водные моющие растворы ВНИИКИМАШ;

2) в отдельных случаях при отсутствии растворителей, указанных выше, допускается применять дихлорэтан технический I сорта (ГОСТ 1942-74);

3) применяемые растворители должны удовлетворять требованиям соответствующих ГОСТ, что должно удостоверяться сертификатом и обязательно проверяться анализом в лаборатории;

4) обезжириваемые трубы и арматура должны быть предварительно просушены;

5) обезжиривание и просушка труб и арматуры должны производиться на открытом воздухе;

6) при работе с растворителями жиров и масел ввиду их токсичности должны выполняться Санитарные правила № 122/8-6 при работе с дихлорэтаном.

Перед началом монтажа все трубы должны быть проверены внутренним и наружным осмотром на отсутствие на них следов жиров и масел; в случае обнаружения загрязнения трубы должны быть обезжирены растворителем и просушены. Трубы, подготовленные к монтажу, должны быть закрыты с обоих концов деревянными пробками для предохранения от загрязнения.

Ацетиленопроводы всех групп и кислородопроводы низкого давления должны монтироваться из стальных бесшовных труб по ГОСТ 8732-70 и 8734-72.

Трубопроводы сжиженного газа (пропан-бутана) должны прокладываться в соответствии с требованием правил по технике безопасности в газовом хозяйстве. Минимальная толщина стенок должна быть не менее 3 мм. На этих трубопроводах должна применяться арматура стальная или из ковкого чугуна, предназначенная для газа и рассчитанная на соответствующее давление. Соединительные части трубопроводов должны быть стальными. Установка арматуры в колодцах не разрешается.

Наземные трубопроводы должны прокладываться на высоте не менее 0,5 м от поверхности земли на специальных опорах. При прокладке трубопровода сжиженного газа совместно с бронированными кабелями или электропроводками, заключенными в стальные трубы, последние размещают над трубопроводами сжиженного газа.

Трубопроводы водорода электролизерных установок должны выполняться в соответствии с указаниями «Инструкции по монтажу электролизерных установок». Сальниковая набивка должна быть выполнена из прографиченного асбеста, прокаленного при температуре 300°С. Применение сальниковых набивок из других материалов не допускается.

Трубопроводы электролизерной установки окрашивают в следующие цвета: водорода — в зеленый, кислорода — в голубой, электролита — в желтый, конденсата — в белый, охлаждающей воды — в черный цвета.

11-4. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ ХИМВОДООЧИСТКИ

Монтаж трубопроводов химводоочистки ничем не отличается от монтажа обычных трубопроводов, кроме тех, по которым протекают кислоты, соли, коагулянт, Н-катионированная вода, Na-катионированная вода и химобессоленная вода, которые имеют противокислотную защиту. Эти трубопроводы имеют внутреннее покрытие, защищающее стенки труб и фланцы от разъедания кислой средой.

Трубопроводы с противокислотной защитой на заводах или на монтажных участках изготовляются в виде катушек длиной не более 2 м с приваренными с обеих сторон фланцами или поворотными. Фасонные части трубопроводов также имеют приварные фланцы. При изготовлении катушек и фасонных частей необходимо следить за тем, чтобы плоскость фланцев была строго перпендикулярна продольной оси труб. При сложной конфигурации трубопровода сначала производится контрольная сборка этих участков, а затем — приварка фланцев, контрольная сборка трубопровода, гидравлическое испытание в сборе на пробное давление и устранение выявленных дефектов. Если дефектов было много или дефекты серьезные, то эти участки после устранения дефектов проходят повторную гидравлику. До гидравлического испытания деталей должны быть вварены в трубы и фасонные детали все штуцера и бобышки для контрольно-измерительных приборов, автоматики и отбора проб. После этого трубопровод разбирается для нанесения противокислотного покрытия на внутренние стенки труб, фасонных деталей и фланцев после обезжиривания и очистки этих поверхностей до металлического блеска. Все островыступающие части и наплывы электросварки должны быть сняты, а места приварки фланцев к трубам обработаны на токарных станках и иметь закругления. После нанесения противокислотного покрытия катушки и фасонные части принимаются в монтаж и устанавливаются в проектное положение.

При приемке деталей в монтаж должен быть предъявлен акт приемки химпокрытия работниками химцеха электростанции. При сборке фланцевых соединений необходимо следить за тем, чтобы они были правильно затянуты, без перекоса. Между фланцами устанавливаются прокладки из противокислотной листовой резины толщиной 4—6 мм. При сборке резьбовых соединений трубопроводов применяется льняная прядь, пропитанная свинцовым суриком, замешанным на натуральной олифе. Арматуру для трубопроводов в зависимости от рабочей среды применяют: для растворов солей — чугунную или бронзовую с бронзовым уплотнением; для растворов

известкового молока, фосфата, соды каустической — чугунную или стальную; трубопроводов Н-катионитовых фильтров, цистерн кислоты, дозаторов, баков кислых реагентов и декарбонизаторов — кислотоупорную из хромоникелевой стали.

Трубопроводы крепкой серной кислоты в отличие от перечисленных трубопроводов необходимо по возможности монтировать длинными участками и фланцевые соединения делать только в местах установки арматуры или в местах, где это крайне необходимо по условиям эксплуатации, причем все фланцевые соединения должны быть закрыты постоянными коробами или плитами. Сварщики высокой квалификации все соединения должны подготовить и сварить высококачественными электродами, не дающими во время сварки пор.

На трубопроводах крепких кислот должна устанавливаться только кислотоупорная арматура.

При выполнении работ по очистке труб и нанесению на внутренние стенки лакокрасочных покрытий необходимо выполнять следующие правила по технике безопасности.

1. Все работы по антикоррозионной защите должны выполняться в полном соответствии с «Инструктивными указаниями по технике безопасности при производстве химических покрытий, работ с вредными химическими веществами, смолами и антисептиками в энергостроительстве», утвержденными Главтехстройпроектом.

2. Рабочие, занятые на работах по антикоррозионному покрытию, должны быть обучены безопасному выполнению этих работ, пройти медицинское освидетельствование и быть допущены для выполнения этих работ. Периодический медицинский осмотр рабочих, выполняющих очистку с применением пескоструйных аппаратов, должен производиться не реже одного раза в 6 мес.

3. При очистке труб металлическим песком при помощи пескоструйного аппарата спецодежда пескоструйщика должна состоять из скафандра, комбинезона (пыленепроницаемого), кожаных ботинок и рукавиц или резиновых технических перчаток. Перечисленная одежда должна быть в абсолютно исправном состоянии, рукава куртки должны быть плотно притянуты к кистям рук, низ шлема притянут к поясу.

4. При производстве работ по нанесению химических покрытий запрещается:

1) ведение совмещенных работ;

2) включение всех видов оборудования, при работе которых возможны появления пламени или искрообразования;

3) пребывание на участке производства химических покрытий людей, не связанных с этой работой;

4) наличие спичек, зажигалок и папирос в зоне ведения работ по нанесению покрытий;

5) прием пищи в зоне ведения работ.

5. Все металлические аппараты, которые подвергаются гуммированию, и вспомогательное оборудование для ведения этих работ должны быть заземлены.

6. При работе в закрытом аппарате должна работать приточно-вытяжная вентиляция.

7. При производстве работ по гуммированию в закрытом аппарате около него должен находиться наблюдающий; на расстоянии до 25 м не допускается разведение огня. Для местного освещения следует применять только пониженное напряжение не выше 12 В во взрывобезопасном исполнении.

11-5. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНА

Трубопроводы из полиэтилена высокой плотности (ПВП) (табл. 11-1) применяются для высокоагрессивных сред с температурой среды, не превышающей 40°С. Эти трубы изготовляются по МРТУ 6-05-917-67 трех типов: тип Л на условное давление 0,25 МПа, тип С — на 0,6 МПа и тип Т — на 1,0 МПа, условным диаметром от 6 до 300 мм, длиной 6, 8, 10 и 12 м с допуском ±50 мм.

Фасонные части из ПВП изготовляют по нормалям машиностроения МН 3004-61 — МН 3018-61 на пластавтоматах способом литья под давлением из литьевых марок полиэтилена.

Неразъемное соединение труб из ПВП выполняется способом контактной сварки, основанной на одновременном оплавлении свариваемых поверхностей с помощью специального нагревательного приспособления с последующим быстрым соединением их под некоторым давлением (рис. 11-2).

Полиэтиленовые трубы диаметром до 100 мм свариваются в цилиндрический раструб, при котором оплавлению подвергаются внутренняя часть раструба фасонной

Таблица II-1

Трубы напорные из полиэтилена высокой плотности

D_y, мм (+)	Наружный диаметр, мм		Тип Л, $p_y = 0{,}25$ МПа			Тип С, $p_y = 0{,}6$ МПа			Тип Т, $p_y = 1{,}0$ МПа		
			Толщина стенки, мм		Масса 1 м, кг	Толщина стенки, мм		Масса 1 м, кг	Толщина стенки, мм		Масса 1 м, кг
	номинал	допускаемое отклонение (+)	номинал	допускаемое отклонение (+)		номинал	допускаемое отклонение (+)		номинал	допускаемое отклонение (+)	
6	10	0,5	—	—	—	—	—	—	2,0	0,5	0,06
8	12	0,5	—	—	—	—	—	—	2,0	0,5	0,07
10	16	0,6	—	—	—	—	—	—	2,0	0,5	0,09
15	20	0,6	—	—	—	—	—	—	2,0	0,5	0,12
20	25	0,7	—	—	—	2,0	0,5	0,16	2,3	0,6	0,18
25	32	0,8	1,6	0,5	0,17	2,0	0,5	0,20	2,9	0,6	0,29
32	40	0,9	1,6	0,5	0,21	2,3	0,6	0,29	3,7	0,8	0,44
40	50	1,1	1,6	0,5	0,27	2,9	0,6	0,45	4,6	0,9	0,68
50	63	1,3	1,8	0,5	0,38	3,6	0,8	0,71	5,8	1,1	1,08
70	75	1,4	2,0	0,5	0,49	4,3	0,9	1,06	6,9	1,2	1,53
80	90	1,7	2,1	0,5	0,62	5,1	1,0	1,54	8,2	1,4	2,18
100	110	2,0	2,7	0,6	0,97	6,3	1,2	2,14	10,0	1,7	3,24
125	140	2,4	3,5	0,7	1,58	8,0	1,4	3,44	12,8	2,1	5,26
150	160	2,7	4,0	0,8	2,06	9,1	1,6	4,47	14,6	2,4	6,85
200	225	3,7	5,5	1,0	3,94	12,8	2,1	8,80	—	—	—
250	280	4,5	6,9	1,2	6,15	—	—	—	—	—	—
300	315	5,2	7,7	1,4	7,75	—	—	—	—	—	—

Примечания: 1. Трубы изготовляются в прямых отрезках длиной 6, 8, 10 и 12 м с допуском ±50 мм.
2. Пример обозначения трубы из ПВП с условным давлением $p_y = 0{,}6$ МПа и условным проходом $D_y = 50$ мм: труба 6-50 ПВП МРТУ 6 № 05-917-63. Величина условного давления указана для нейтральных сред при 20°С.

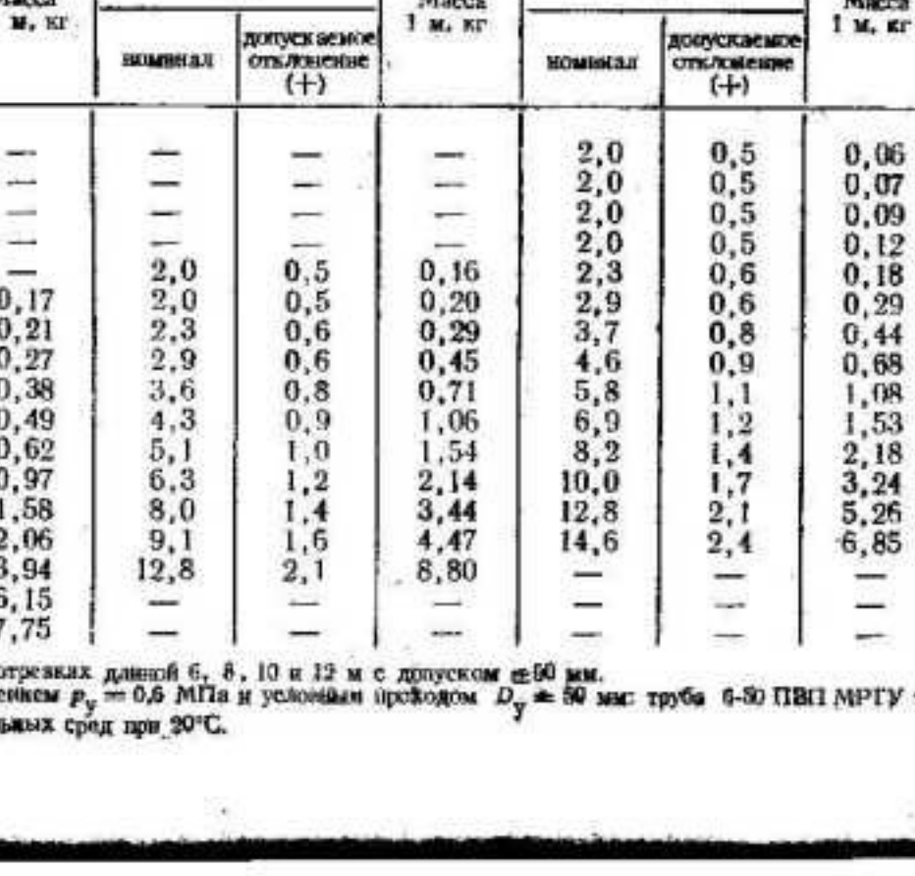


Рис. 11-2. Этапы контактной сварки в цилиндрический раструб.
а — подготовка к сварке ($D_1 > D$); б — оплавление деталей на инструменте; в — снятие деталей с инструмента ($D_2 > D > D_3$); г — соединение оплавленных деталей; д — остывание соединения.

детали и наружная поверхность трубы, а диаметром более 100 мм соединяются в конический раструб (рис. 11-3), для чего на конце одной трубы формуется раструб, а конец другой трубы механическим путем обрабатывается на конус.

Безнапорные трубопроводы, по которым транспортируется малоагрессивная среда, могут свариваться встык.

Формирование раструбов на концах полиэтиленовых труб производится после их предварительного прогрева в глицериновой ванне при 115—125°С в течение 2—5 мин. (Нижний предел времени применяется для труб малого диаметра.) Применение для подогрева труб различных масел и открытого пламени не допускается. Длина прогреваемого конца труб составляет 1,5 длины раструба.

Для получения раструба в прогретый конец трубы вдвигается формующая оправка, изготовленная из металла или твердых пород древесины. Полученный раструб охлаждается на оправке естественным путем до

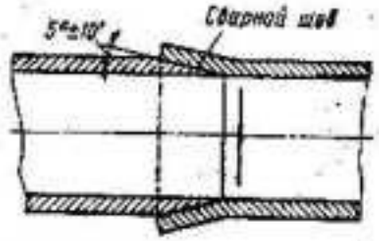


Рис. 11-3. Сварное соединение в конический раструб.

90—100°С (8—10 мин), после чего допускается искусственное охлаждение тканью, смоченной в холодной воде. После охлаждения раструба до 30—40°С можно вынимать оправку из раструба. Формование раструбов на трубах диаметром до 100 мм производится вручную, а на трубах диаметром свыше 100 мм — при помощи станка Оргэнергостроя (рис. 11-4). Максимальное усилие патрубков для формования раструбов не превышает 15 кН.

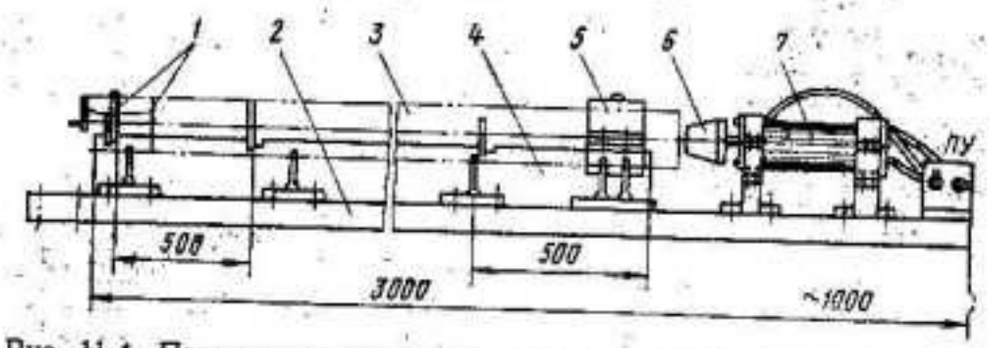


Рис. 11-4. Принципиальная схема станка для раздачи полиэтиленовых труб.

1 — задний упор трубы; *2* — доска; *3* — труба; *4* — направляющая труба; *5* — хомут; *6* — оправка; *7* — пневмоцилиндр.

Обточка конца под конус выполняется на станке (рис. 11-5) Оргэнергостроя. Толщина торца после обработки должна составлять не менее 3—4 мм при конусности *B*—10°. После обточки на поверхности не должно быть глубоких зазубрин, рисок и других неровностей.

При подготовке труб к сварке встык плоскость торцов труб должна быть строго перпендикулярна оси трубы. Отрезка труб производится дисковыми или ленточными пилами, на токарных станках или других приспособлениях, обеспечивающих чистоту и перпендикулярность плоскости реза оси трубы.

Фасонные части трубопроводов из ПВП производятся на термопластавтоматах способом литья под давлением из литьевых марок полиэтилена. Изготавливаются этим способом следующие фасонные части трубопроводов: муфты, угольники, тройники, крестовины, переходы, ниппеля, футорки, втулки буртовые, накладные гайки, втулки резьбовые, втулки под фланец, фланцы стальные.

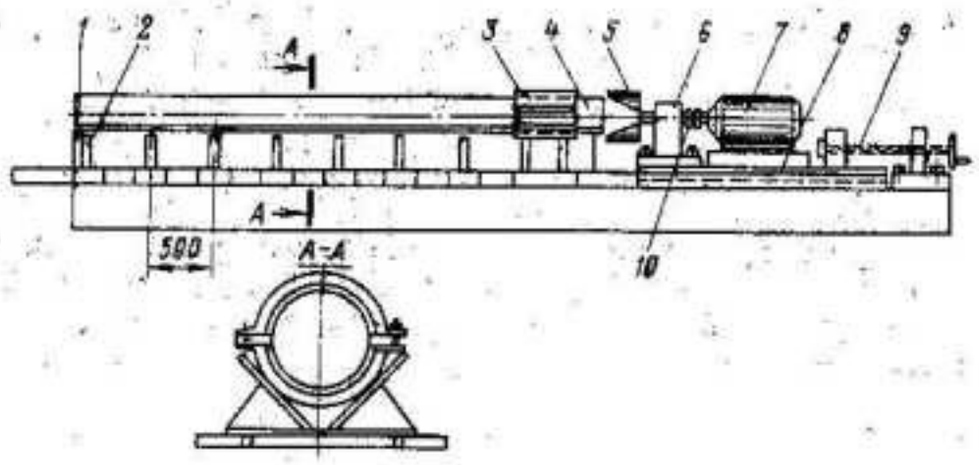


Рис. 11-5. Принципиальная схема станка для обточки концов труб.

1 — направляющие; *2* — косынка; *3* — хомут; *4* — обрабатываемая труба; *5* — фреза; *6* — подшипник; *7* — электромотор; *8* — салазки; *9* — винт движения; *10* — соединительная муфта.

Трубы из винипласта

Винипластовые трубы применяются в химводоочистках для транспортирования агрессивных сред при температурах от —10 до +40°С. Винипластовые трубы изго-

Таблица 11-2

Характеристика винипластовых труб

$D_у$, мм	$D_н$, мм	$P_у < 0{,}25$ МПа		$P_у < 0{,}6$ МПа	
		Толщина стенки, мм	Масса 1 м, кг	Толщина стенки, мм	Масса 1 м, кг
6	10	—	—	2,0	0,07
8	12,5	—	—	2,25	0,10
10	15	—	—	2,5	0,14
15	20	—	—	2,5	0,19
18	22	—	—	4,5	0,34
20	25	2,0	0,20	3,0	0,29
25	32	3,0	0,38	4,0	0,49
32	40	3,5	0,58	5,0	0,77
40	51	4,0	0,83	6,0	1,19
50	63	4,5	1,17	7,0	1,74
60	76	5,0	1,56	8,0	2,39
70	83	6,0	2,20	—	—
80	96	6,5	2,53	—	—
90	102	6,5	2,73	—	—
100	114	7,0	3,30	—	—
125	140	8,0	4,64	—	—
150	166	8,0	5,60	—	—

товляются с условным проходом от 6 до 150 мм по ТУ МХП 4251-54 на p_y 0,25 и 0,6 МПа (табл. 11-2).

Винипластовые трубы должны храниться в сухих складских помещениях при температуре не выше 25°С. При транспортировке винипластовых труб их не следует бросать и подвергать ударам.

Трубы, хранившиеся или транспортирующиеся при температуре ниже 0°С, до вскрытия тары должны быть предварительно выдержаны при комнатной температуре в течение суток.

Сварка труб

Перед сваркой труб свариваемые поверхности должны быть очищены от пыли, грязи и отшлифованы мелкой абразивной шкуркой.

Надвигание свариваемых деталей на нагревательный инструмент должно производиться плавно и без перекосов. Для более равномерного оплавления допускается производить плавные повороты нагревателя на 30—60°. Температура нагревательного инструмента в момент сварки должна составлять 250±20°С. Окончание оплавления характеризуется появлением валиков расплавленного материала высотой 1—2 мм у торцов нагревательного инструмента по всему их периметру.

Время между снятием деталей с нагревательного инструмента и их соединением составляет 1—3 с. Чтобы не нарушать соединение после сварки, сваренные детали не следует трогать до их остывания. Прижатие оплавленных поверхностей друг к другу производится с осевым усилием 0,25—0,05 МПа в течение 30—60 с.

Размеры нагревательных инструментов принимаются в зависимости от диаметров труб.

Разъемные соединения полиэтиленовых труб

Полиэтиленовые трубы с арматурой и металлическими трубами соединяются при помощи стальных свободных фланцев (рис. 11-6).

Сварные отводы изготавливаются двух- и трехсегментными. Если трубопровод работает в условиях самокомпенсации, то лучше применять трехсегментные отводы.

Конструкция сварных тройников приведена на рис. 11-7. Соединение диаметров сварных отводов и тройников осуществляется на сварке аналогично сварке стыков труб. Для прижатия свариваемых элементов диаметром свыше 100 мм друг к другу применяют специальные станки. При сваривании отводов и тройников диаметром до 100 мм элементы прижимаются друг к другу вручную.

Сварные соединения отводов и тройников усиливаются накладками.

Монтаж трубопроводов из ПВП могут выполнять только лица, имеющие специальную подготовку по монтажу этих трубопроводов.

При монтаже трубопроводов особое внимание должно быть обращено на следующее.

1) надежное закрепление запорно-регулирующей арматуры. Крепление арматуры должно быть выполнено так, чтобы масса арматуры не передавалась на полиэтиленовый трубопровод;

2) опоры подвижные и неподвижные, а также подвески должны быть расположены с точным соблюдением расстояний по проекту. Допустимые расстояния между опорами приведены в табл. 11-3;

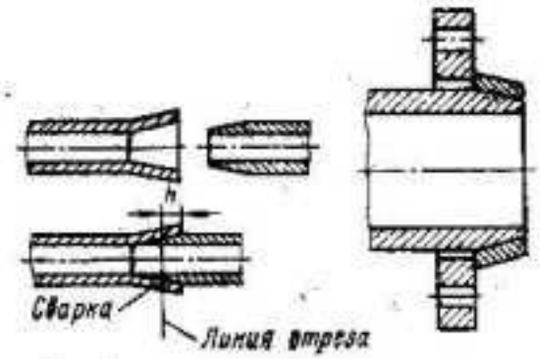


Рис. 11-6. Фланцевое соединение со свободно посаженными на трубы фланцами.

3) металлические крепления не должны иметь острых кромок и заусенцев. Между металлическими скобами и полиэтиленовыми трубами должны укладываться прокладки из резины, войлока и другого мягкого материала;

Таблица 11-3

Допускаемые расстояния между опорами трубопровода из ПВП, мм

D_y, мм	$D_н$, мм	Горизонтальный		Вертикальный
		тип С	тип Т	типы С и Т
10	16	—	450	450
15	20	—	600	660
20	25	650	700	750
25	32	700	800	1000
32	40	800	950	1300
40	50	950	1100	1600
50	63	1100	1300	2000
70	75	1200	1400	2400
80	90	1400	1600	2900
100	110	1500	1800	3500
125	140	1800	2000	4200
150	160	2000	2200	5000
200	225	2300	—	6000

4) крепление вертикальных участков должно быть выполнено так, чтобы исключить осадку вертикальных участков, крепежные скобы должны устанавливаться непосредственно под соединениями;

5) окончательное закрепление трубопроводов в опорах следует производить после окончания сварочных работ.

Строповка, подъем и транспортировка блоков из полиэтиленовых труб и деталей должны производиться в жестком закреплении (траверсы, кронштейны и т. д.), исключающем деформацию узлов.

Детали трубопроводов, имеющие глубокие риски и царапины, должны быть исключены из монтажа. Максимальная глубина рисок может составлять не более 50% допуска на толщину стенки трубы данного типоразмера.

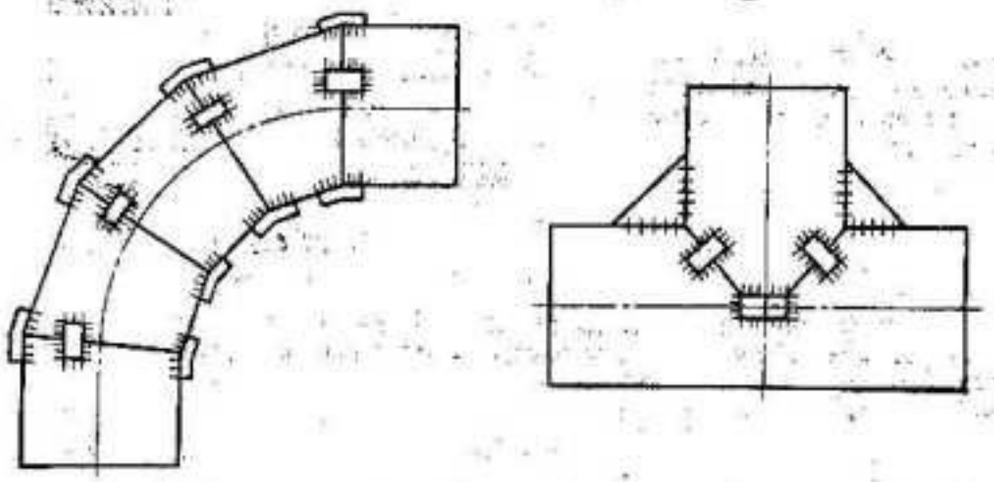


Рис. 11-7. Усиление сварных фасонных деталей.

Полиэтиленовые трубопроводы не должны примыкать вплотную к поверхности строительных конструкций.

Внутренние поверхности люков или щитов, закрывающих люки и каналы, в которых проложены полиэтиленовые трубопроводы, не должны иметь острых выступающих частей.

Заделка траншей и каналов должна производиться после гидравлического испытания полиэтиленовых трубопроводов и при наличии в них рабочего давления.

Монтаж трубопроводов из полиэтилена низкой плотности (ПНП) должен производиться в соответствии с «Временными указаниями по монтажу технологических трубопроводов из полиэтилена низкой плотности» (Оргэнергострой). Трубы из полиэтилена низкой плотности изготовляют по МРТУ 6-05-918-67 четырех типов: легкого (Л), рассчитанного на максимальное рабочее давление 0,25 МПа, среднелегкого (СЛ) — на 0,4 МПа, среднего (С) — на 0,6 МПа и тяжелого (Т) —

на 1,0 МПа с наружным диаметром от 10 до 160 мм, длиной 6, 8, 10 и 12 м с допуском ±50 мм.

Прокладка трубопроводов ПНП вплотную к поверхности строительных конструкций не допускается, зазор должен быть не менее 20 мм.

В местах прохода через строительные конструкции трубы должны прокладываться в гильзах, внутренний диаметр которых должен быть на 5—10 мм больше наружного диаметра трубы. Зазор заделывают льняной или хлопчатобумажной прядью. Расстояния между трубами ПНП и стальными трубами отопления и горячего водоснабжения должны быть: от неизолированных труб отопления или горючего водоснабжения при параллельной прокладке труб — 100 мм, от изолированных — 20 мм. При пересечении труб указанные расстояния соответственно должны быть 50 и 10 мм.

Изготовление сварных фасонных деталей из труб ПНП и монтаж их должны выполняться аналогично полиэтиленовым трубам высокой плотности (ПВП).

Смонтированный трубопровод подвергают гидравлическому испытанию давлением (в наиболее пониженной точке трубопровода); для труб типа Т — 1,5 МПа, С — 0,9 МПа, Л — 0,38 МПа.

Контроль качества монтажных работ

Все подготовительные и основные операции должны подвергаться пооперационному визуальному контролю. При этом особое внимание следует обращать на:

1) температуру глицерина при формовании;
2) время прогрева в глицерине;
3) степень охлаждения отформованной детали;
4) тщательность обточки концов труб и толщину обточенного торца;
5) достаточность оплавления и температуру нагревателя;
6) время между оплавлением и сваркой;
7) создание осевого усилия при сварке.

Пять процентов сварных фасонных деталей подвергается механическим испытаниям.

Смонтированные трубопроводы испытываются гидравлическим давлением на прочность и плотность не ранее чем через 4 ч после окончания сварочных работ.

На прочность полиэтиленовый трубопровод испытывается давлением, равным полуторному рабочему давлению, в течение 30 мин. После этого давление снижается до рабочего и производится тщательный осмотр трубопровода. Затем замеряется падение давления в течение 15 мин.

Трубопровод считают выдержавшим испытание, если не наблюдалось падение давления или оно было не более 0,1 МПа. Течи в местах соединений при всех видах гидравлических испытаний недопустимы.

Правила техники безопасности при заготовке и монтаже полиэтиленовых трубопроводов

При работе по изготовлению и монтажу полиэтиленовых трубопроводов следует выполнять правила по технике безопасности при строительно-монтажных работах. Необходимо учитывать следующее:

1) исправность оборудования и инструмента;

2) электроинструменты должны применяться с напряжением не свыше 220 В, при этом работающий должен быть в резиновых сапогах и диэлектрических перчатках;

3) при работе в помещениях с повышенной электрической опасностью должен применяться инструмент, работающий с напряжением не более 36 В;

4) корпуса всех электродвигателей и электрифицированного инструмента должны быть заземлены;

5) при работе на циркуляционной пиле верхняя часть диска должна быть закрыта надежно укрепленным кожухом; спецодежда рабочих не должна иметь свисающих концов, а рукава должны быть застегнуты; рабочий должен быть снабжен защитными очками; циркуляционная пила должна иметь устройство для быстрой остановки;

6) на станке для обточки труб фреза должна иметь надежное ограждение;

7) при работе у глицериновой ванны рабочие должны иметь специальную одежду, защищающую от ожогов: брезентовые куртки и брюки (навыпуск), кожаные ботинки или сапоги, брезентовые рукавицы, защитные очки.

Глицериновая ванна должна быть оборудована вытяжной вентиляцией.

Место сварочных работ должно иметь хорошо организованную вентиляцию.

11-6. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ВИНИПЛАСТА

Винипластовые трубопроводы применяются в химводоочистках для транспортирования агрессивных сред при температурах от —10 до +40°С.

Винипластовые трубы изготовляются с условным проходом от 6 до 150 мм по ТУ МХП 4251-54 на p_y 0,25 и 0,6 МПа длиной от 1,5 до 3 м.

Допускаемые отклонения от номинального размера винипластовых труб: по наружному диаметру ±5%; по толщине стенки ±15%; стрела прогиба должна быть не более 2,5% длины трубы для труб с наружным диаметром 30 мм и выше.

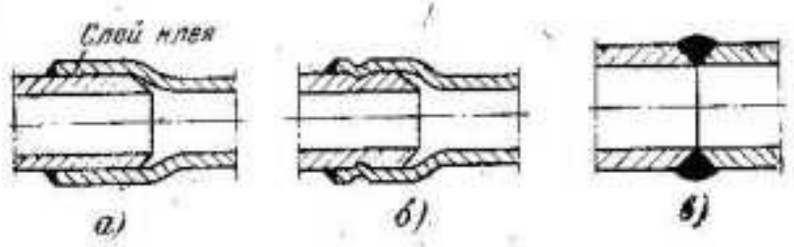


Рис. 11-8. Типы соединений винипластовых труб на сварке.
а — раструбное; *б* — раструбное с накаткой; *в* — встык.

Винипластовые трубы должны храниться в сухих складских помещениях при температуре не выше 25°С. При транспортировке винипластовых труб не следует их бросать и подвергать ударам. Трубы, хранившиеся или транспортировавшиеся при температуре ниже 0°С, до вскрытия тары должны быть предварительно выдержаны при комнатной температуре в течение суток.

Винипластовые трубы можно резать на трубообрезных станках, при помощи дисковых зубцовых пил, абразивных кругов и ножовок. Шаг дисковых пил должен быть не более 3—4 мм с разводкой зубьев на 0,5 мм. Для сборки фланцевых соединений труб может служить хлорвиниловый пластикат, мягкая резина, пропитанный графитом асбест и другие материалы в зависимости от транспортируемой среды.

Винипластовые трубы соединяются на сварке с V-образной разделкой кромок (рис. 11-8) или свободно вращающимися стальными или винипластовыми фланцами на раструбе.

Сварка винипластовых труб производится прутиками из винипласта, накладываемыми в размягченном виде на сварочные швы и фланцы и затем равномерно разогреваемыми при помощи воздушных электрических горелок (рис. 11-9).

Раструбы на трубах делают с помощью специальных стальных оправок, вставленных в нагретые до 130°С концы труб. Нагревание осуществляется воздухом или окунанием в машинное масло, нагретое до 170°С.

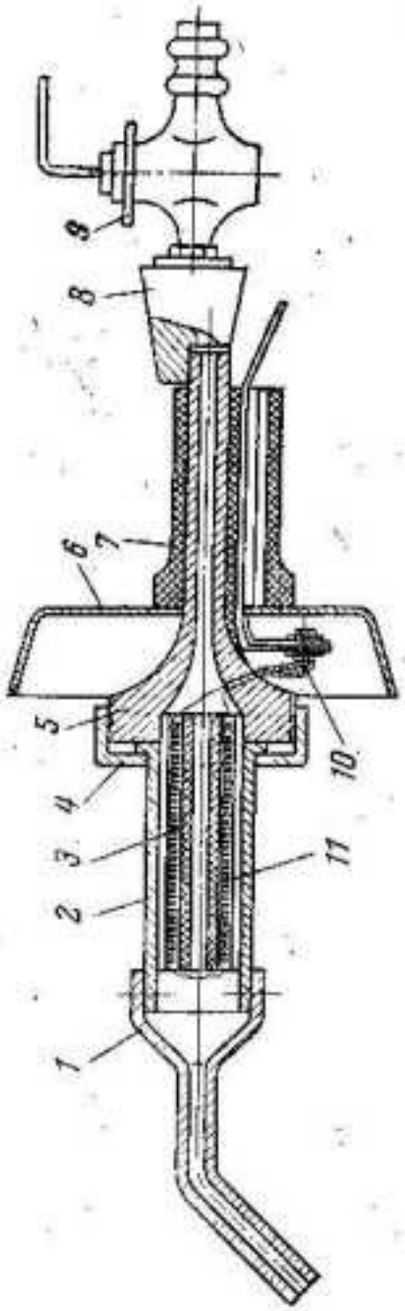


Рис. 11-9. Воздушная электрическая горелка для сварки винипластовых труб.
1 — сменное сопло; *2* — гильза; *3* — керамиковая вставка; *4* — муфта; *5* — хвостовик; *6* — щиток; *7* — ручка; *8* — ниппель; *9* — кран; *10* — зажим; *11* — спираль.

Для получения раструбов правильной формы, концентрично расположенных к оси трубы, необходимо установку оправок в трубу производить плавно при помощи специального приспособления. Оправки извлекать из образовавшегося раструба можно только после полного остывания раструба.

Отбортовку винипластовых труб необходимо делать при нагретых на специальных приспособлениях до 130°С концах труб. Гибка винипластовых труб производится с предварительным нагревом их до температуры размяг-

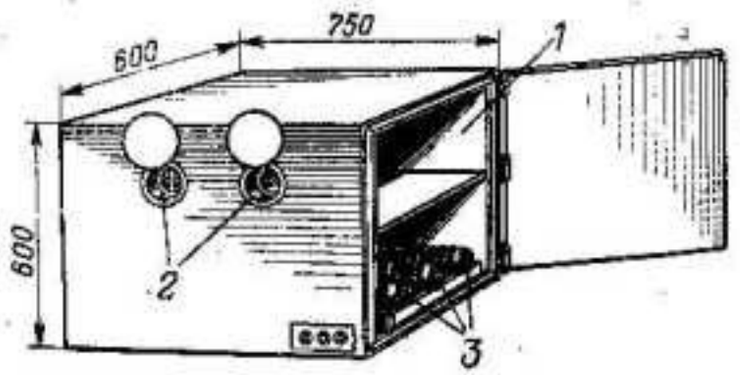


Рис. 11-10. Электрическая печь для нагрева винипластовых труб.
1 — камера; *2* — окна для загрузки труб; *3* — нагревательные элементы.

чения винипласта, т. е. до 130—140°С. Трубы можно нагревать до 130°С в электрических печах, масляных ваннах, в паре или нагретом песке. При нагреве винипластовых труб свыше 140°С начинается химический распад винипласта.

В монтажных условиях для нагрева труб наиболее часто применяются электрические печи (рис. 11-10). Нагревание труб открытым пламенем запрещается.

Для гибки трубы необходимо предварительно плотно набить мелким чистым песком, нагретым до 60—70°С. В местах изгиба трубу следует нагреть на участке длиной, равной 4—5 диаметрам трубы. Радиусы гибов принимаются равными (3—5) $D_н$ трубы, а овальность в местах гибов допускается не более 10% $D_у$ труб. Нагретые трубы следует гнуть очень плавно и без рывков.

Приспособление для гибки винипластовых труб показано на рис. 11-11.

Из винипласта изготовляют вентили, краны, задвижки, измерители уровня жидкости, фасонные детали для трубопроводов и др. Вентили выпускаются с $D_у$ 25, 50 и

75 мм для среды с давлением 0,25 МПа и до 40°С. В качестве уплотняющих материалов применяется мягкий пластикат или резина. Арматура из винипласта стойка против агрессивной среды и кислот.

Арматура с защитным покрытием предназначена для работы в агрессивной среде. Вентиль конструкции завода «Комсомольская правда», имеющий чугунный корпус, состоящий из двух частей, стягивается болтами. Корпус

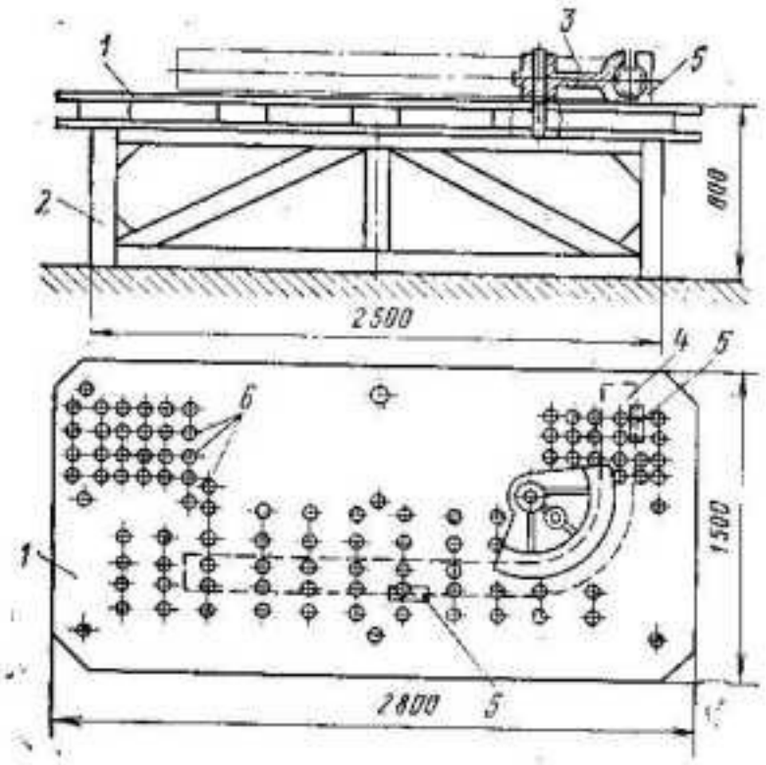


Рис. 11-11. Приспособление для гибки винипластовых труб.
1 — плита; *2* — верстак; *3* — сменный сектор; *4—6* — отверстия для упоров.

вентиля футерован листовым винипластом так же, как и чугунная крышка вентиля и стальной шпиндель. Седло, тарелка и уплотнительная втулка сальника из винипласта. Сальниковая набивка состоит из четырех-пяти манжет, изготовленных из пластиката.

Трубопровод из винипласта пропускается через стену в металлической гильзе большего диаметра с выступами на обе стороны до 3—4 мм, а при прохождении через перекрытие — выступы гильз до 100 мм.

Трубопровод из винипласта не должен прокладываться вблизи трубопроводов со средой высокой температуры. Минимальное расстояние между паропроводом и

винипластовой трубой должно составлять не менее (3—5)*D* горячих труб.

На прямых участках труб при среде с $t=40$°С должны быть установлены сальниковые или П-образные компенсаторы.

Монтаж винипластовых трубопроводов производится при температуре не ниже 10°С, а во время эксплуатации температура помещения не должна быть ниже —10°С. До монтажа все винипластовые трубы, фасонные части и арматура должны быть проверены, очищены от пыли, грязи и закрыты пробками.

При укладке винипластовых труб на скользящие металлические опоры в нижней половине трубы в местах соприкосновения трубы с опорой на трубу надеваются и привариваются подушки из винипластовых труб. Подушки в зависимости от перемещения трубопроводов и опорных металлических конструкций делают шириной от 60 до 100 мм и длиной в зависимости от наружного диаметра трубопровода.

Расстояния между опорами и подвесками для горизонтальных участков трубопровода в зависимости от наружного диаметра труб приведены в табл. 11-4.

Между опорой и поверхностью трубы прокладывают мягкую резиновую прокладку. Для крепления вертикальных участков трубопровода на трубах приваривают или приклеивают упорные кольца из винипласта.

Опоры трубопроводов не разрешается прокладывать под сварными швами неразъемных соединений. Если трубопровод прокладывается в каналах, то каналы должны быть перекрыты легкими съемными плитами. Трубопроводы прокладываются без прогибов с уклонами, равными 0,002—0,005. Вентили и другую арматуру необходимо крепить отдельно от труб.

Таблица 11-4

Расстояние между опорами и подвесками винипластовых трубопроводов, мм

Расстояние, мм	Наружный диаметр $D_н$, мм						
	32	51, 63 и 83	96	102	114	140	166
Между опорами	1500	2000	2100	2200	2300	2400	2500
Между подвесками	800	1000	1100	1200	1300	1400	1500

После окончания монтажа винипластовых трубопроводов они испытываются гидравлическим давлением, равным $1{,}25p_{раб}$. Пробное давление выдерживают в течение 5 мин. После этого давление снижают до рабочего и осматривают трубопровод.

11-7. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ, ФУТЕРОВАННЫХ РЕЗИНОЙ (ГУММИРОВАННЫХ) И ВИНИПЛАСТОМ

Монтаж футерованных трубопроводов ведется при температуре выше 0°С.

Трубы, детали и арматура, хранившиеся или транспортировавшиеся при температуре ниже 0°С, перед монтажом должны быть выдержаны в течение 24 ч при температуре не ниже 10°С. При монтаже трубопроводов должна быть исключена возможность механических повреждений или тепловых воздействий на них; в частности, не допускается подгибка труб путем нагревания; врезка в собранные трубопроводы штуцеров и бобышек; прокладка труб в непосредственной близости от трубопроводов, транспортирующих горячие продукты. Соединение труб и деталей должно выполняться без перекосов, так как перекос приводит к неравномерному сжатию прокладок и концов футеровки, а также нарушению целостности отбортовки или вклеенной винипластовой втулки.

Не допускается исправление перекосов фланцев натягом болтов или установкой клиновых прокладок. Возможное отклонение от проектных размеров по длине должно быть компенсировано вставками соответствующей длины.

Фланцы трубопроводов, транспортирующих агрессивные среды, следует располагать в стороне от проходов и закрывать съемными кожухами с обеспечением необходимого доступа для их осмотра.

Футерованные трубопроводы необходимо укладывать с уклоном в сторону дренажных устройств: для жидкостей 0,001—0,002; для газов — 0,003 (против хода) и 0,0015 (по ходу).

Для устранения мешков в нижних точках следует установить футерованные тройники, такие же тройники устанавливаются и в местах установки контрольно-измерительных приборов. В случае необходимости устройства дополнительных опор или подвесок монтаж их выполняется по месту, но без нагревания труб открытым огнем, приварки к ним хомутов, косынок и т. п.

Прокладка таких трубопроводов, имеющих большое количество фланцевых соединений, в земле не допускается. Футерованный трубопровод должен представлять собой непрерывную электрическую цепь, для чего фланцы соседних участков соединяют между собой токопроводящими проводами. Кроме того, трубопровод должен быть соединен с контуром заземления или заземлен в нескольких местах.

Смонтированные футерованные трубопроводы испытывают вначале на прочность и плотность. Затем при рабочем давлении (не менее 0,6 МПа) трубопровод испытывается на сплошность футерующего слоя электролитическим способом. В качестве электролита используют 20%-ный раствор HCl или 3—5%-ный раствор H_2SO_4. Испытываемый участок трубопровода должен быть изолирован от заглушки и трубопровода, через который подается электролит, что достигается применением болтов со стержнем, снабженным электроизоляцией, и установкой под гайки электроизоляционных шайб. Участок трубопровода считается принятым, если в ходе испытания в цепи не будет обнаружен электрический ток.

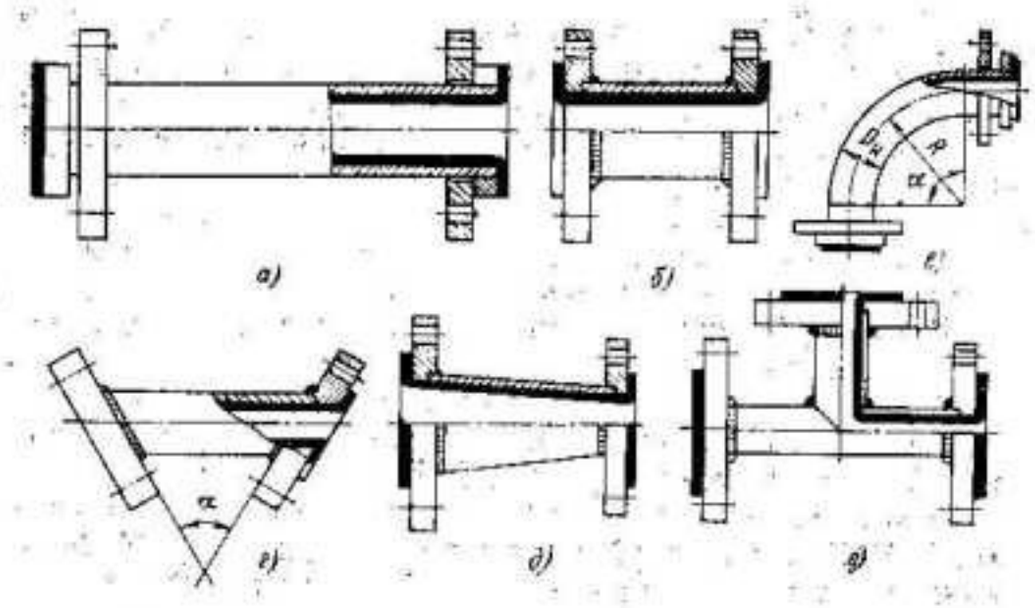


Рис. 11-12. Футерованные детали трубопроводов.
а и *б* — трубы с вращающимися фланцами; *в* — отвод с $\alpha=90°$ с вращающимися фланцами; *г* — отвод фланцевый с $\alpha<90°$; *д* — переход с фланцами; *е* — тройник с фланцами.

• При наличии в цепи электрического тока в трубопроводе снижается давление и выявляется дефектный участок путем последовательного деления участков, вызывающих сомнение, на две части и испытания каждой из них в отдельности на сплошность футерующего слоя. Результаты проведенных испытаний должны быть оформлены актом.

В настоящее время производство футерованных труб и фасонных футерованных деталей трубопроводом налажено Первоуральским старотрубным заводом. Футерованные трубы и фасонные детали выпускаются заводом с условным диаметром D_y 25, 30, 40, 50, 75, 100, 125 и 150 мм. Трубы выпускаются длиной до 6 м.

По этим трубам можно транспортировать агрессивные среды с температурой до 90°С. Футерованные детали и трубы показаны на рис. 11-12.

Глава двенадцатая

ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА ТРУБОПРОВОДОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

12-1. НАЗНАЧЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В соответствии с правилами Госгортехнадзора СССР по АЭС трубопроводы атомных электростанций разделяются на трубопроводы первого и второго контура и их систем. В зависимости от типа энергетических реакторов трубопроводы работают с водяной, газовой, органической средой, в расплавах солей и жидких металлов. Схемы основных трубопроводов АЭС с различного типа реакторами приведены на рис. 12-1 и 12-2.

Характеристики атомных электростанций приведены в табл. 12-1.

Масса трубопроводов атомных электростанций по отношению к массе всего тепломеханического оборудования АЭС составляет примерно 20%.

Масса трубопроводов на один энергоблок с реакторами РБМК и два турбогенератора мощностью 500 МВт каждый составляет примерно 7600 т, в том числе, т:

Из нержавеющих сталей	1700
Из двухслойных (плакированных сталей)	300
Из углеродистых сталей	5500
Из углеродистых футерованных труб	90

Таблица 12-1

Основные характеристики атомных электростанций СССР

Показатели	ВВЭР-210	ВВЭР-365	ВВЭР-440	ВВЭР-500	ВВЭР-1000	РБМК-1000
Электрическая мощность, МВт	210	365	440	500	1000	1000
Давление в корпусе реактора (1-го контура), МПа	10,0	10,5	12,5	16,0	16,0	7,0
Температура воды на входе в реактор, °С	252	252	268	289	289	282
Температура воды на выходе из реактора, °С	273	280	301	322	322	285
Давление перед турбиной, МПа	2,9	2,9	4,4	6,0	6,0	7,0
Скорости воды в главных трубопроводах, м/с	7,7	10,0	9,6	9,8	9,3	—

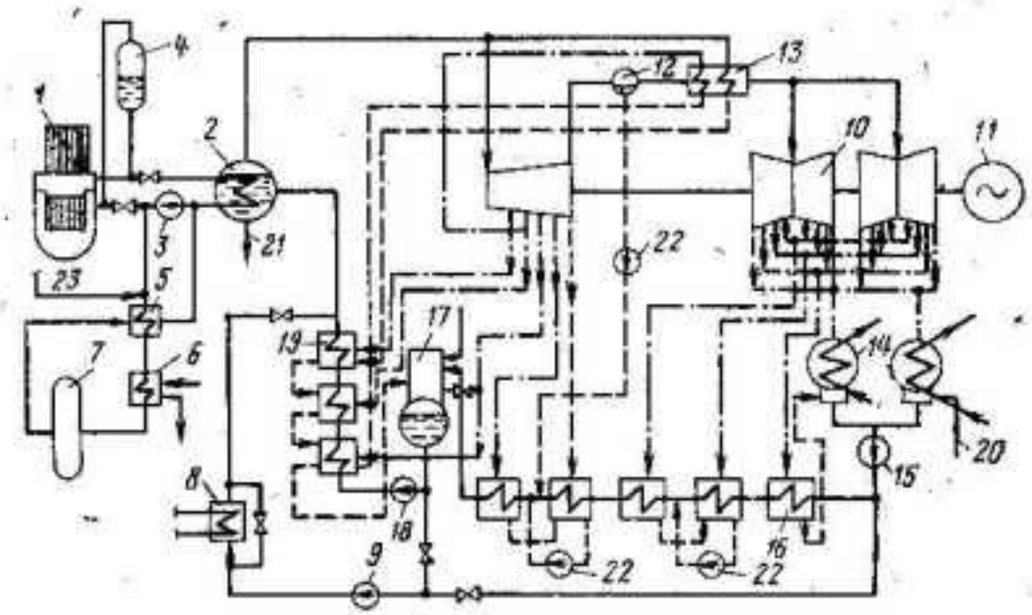


Рис. 12-1. Принципиальная схема трубопроводов атомной электростанции с водо-водяными реакторами ВВЭР-440 и турбогенераторами 220 МВт.

1 — реактор; *2* — парогенератор; *3* — циркуляционный насос; *4* — компенсатор объема; *5* — регенеративный теплообменник; *6* — доохладитель; *7* — фильтр; *8* — охладитель системы расхолаживания; *9* — насос; *10* — турбина; *11* — электрический генератор; *12* — сепаратор; *13* — пароперегреватель; *14* — конденсатор; *15* — конденсатный насос; *16* — регенеративный подогреватель низкого давления; *17* — деаэратор; *18* — питательный насос; *19* — регенеративный подогреватель высокого давления; *20* — подвод добавочной воды; *21* — продувка парогенератора; *22* — насос; *23* — подвод воды в контур реактора.

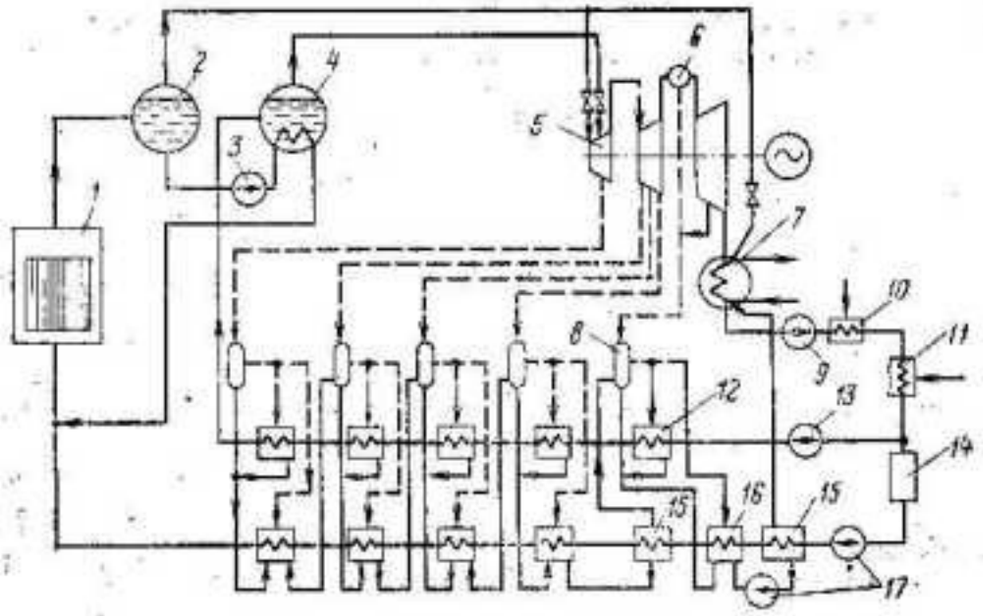


Рис. 12-2. Тепловая схема атомной электростанции с реакторами кипящего типа.

1 — реактор; *2* — барабан-сепаратор; *3* — циркуляционный насос; *4* — парогенератор; *5* — турбогенератор; *6* — сепаратор; *7* — конденсатор; *8* — расширитель; *9* — конденсатный насос; *10* — подогреватель эжектором; *11* — конденсатор пара уплотнений; *12, 16* — регенеративный подогреватель; *13* — питательный насос; *14* — ионообменный фильтр; *15* — охладитель конденсата; *17* — дренажный насос.

Масса трубопроводов на один энергоблок с реакторами типа ВВЭР-440 с двумя турбогенераторами мощностью 200 МВт каждый составляет примерно 3100 т, в том числе, т:

Из нержавеющих сталей	500
Из углеродистых сталей	2600

12-2. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ АЭС

Трубопроводы атомных электростанций работают по сравнению с трубопроводами тепловых электростанций в более тяжелых условиях и в особенности трубопроводы первого контура и его систем.

Эти трубопроводы малодоступны для их обслуживания и ремонта. Трубопроводы выполняются с нержавеющих и двухслойных (плакированных) сталей, которые при определенных условиях подвергаются коррозии и, в особенности, при попадании в них азота, хлоридов и кислорода. Азот образует азотную кислоту, которая корродирует нержавеющие стали. По этим трубопроводам протекает среда, которая может оказаться радиоактивной.

Нержавеющие стали менее теплопроводны и при их разогреве и охлаждении на стенках труб появляются растягивающие усилия, а на внутренних стенках труб сжимающие усилия.

Внезапное и быстрое нагревание холодных или охлаждение нагретых участков вызывает резкие изменения напряжений в стенках труб и может привести к тепловому удару.

Нейтронный поток увеличивает твердость и прочность металла трубопровода.

Излучение влияет на некоторые рабочие среды, которые определенным способом могут повлиять на износостойкость труб. Под действием быстрых нейтронов происходит диссоциация воды. Под действием излучения в реакторах протекают химические реакции. В некоторых трубопроводах может оказаться азот. Вследствие образования изотопов азота вода приобретает высокую радиоактивность. В присутствии растворенного в воде азота в зависимости от избытка водорода или кислорода в воде образуется азотная кислота, которая увеличивает скорость коррозии нержавеющих сталей трубопровода, реактора и трубопроводной арматуры.

При разогреве холодных трубопроводов на внутренних стенках труб появляются растягивающие усилия, а на наружных стенках труб — сжимающие усилия.

Внезапное и быстрое нагревание холодных или охлаждение нагретых участков вызывает резкие изменения напряжений в стенках труб и может привести к тепловому удару.

Систематическое повторение подобных явлений может привести к усталости металла. На участках трубопровода около кольцевых сварных швов напряженное состояние увеличено по сравнению с гладкими участками, что значительно снижает прочность трубопровода.

Большую опасность для разрушения трубопровода представляют механические факторы. Высокие напряжения в трубопроводе, возникающие от холодного натяга трубопровода во время монтажа, также способствуют возникновению трещин. Трещины возникают со стороны контакта со средой. Напряжения остаются и в гнутых трубах после их гибки, если они не сняты после гибки термической обработкой.

Поэтому, в первую, очередь могут разрушаться участки трубопроводов в районе гибов и в зоне термического влияния сварных швов.

При попадании в воду первого контура хлоридов и кислорода во время испарения воды и затем увлажнения трубопроводов водой с высокой температурой в щелях фланцевых соединений и в местах непроваров сварных швов происходит местное накопление хлоридов, которые способствуют коррозионному растрескиванию. Особенно опасна щелевая коррозия для всякого рода зазоров и трещин шириной менее 0,05 мм.

12-3. МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ ДЛЯ ИЗГОТОВЛЕНИЯ И МОНТАЖА ТРУБОПРОВОДОВ

Согласно Правилам [Л. 11] материалы, применяемые для изготовления трубопроводов, должны обладать хорошей свариваемостью, а также иметь характеристики прочности и пластичности, обеспечивающие надежную и долговечную работу трубопроводов в заданных условиях с учетом изменения их свойств под действием радиоактивного облучения и влияния рабочей среды.

Для изготовления, монтажа ремонта оборудования и трубопроводов должны применяться материалы, указанные в табл. 12-2.

Качество и свойства материалов и полуфабрикатов должны удовлетворять требованиям соответствующих стандартов и технических условий и быть подтверждены сертификатами заводов-поставщиков. В сертификате должен быть указан также режим термообработки, которой был подвергнут полуфабрикат на заводе-поставщике. В сертификате на плакированные стали и трубы должны указываться свойства основного металла и состояние сцепления поверхности основного металла с плакирующим. При неполноте сертификатных данных или отсутствии сертификатов применение материалов может быть допущено только после проведения необходимых испытаний и исследований, подтверждающих соответствие материалов всем требованиям стандартов или технических условий.

Завод-изготовитель трубопроводов должен осуществлять входной контроль качества материалов и полуфабрикатов, поступающих для изготовления трубопроводов, по номенклатуре и в объеме, устанавливаемом в технических условиях на изготовление трубопроводов.

Таблица 12-2

Материалы для изготовления труб атомных электростанций в зависимости от параметров среды

Сталь	ГОСТ или ТУ на химический состав	ГОСТ или ТУ на поставку	Максимальная температура эксплуатации, °С
ВСт3сп5	ГОСТ 380-71	ГОСТ 10705-63	350
10, 20	ГОСТ 1050-74	ГОСТ 8731-74	350
20	МРТУ 14-4-21-76	МРТУ 14-4-21-67	350
15ГС	МРТУ 14-4-21-68	МРТУ 14-4-21-67, ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8733-74	400
16ГС	ГОСТ 5058-73	ГОСТ 8731-74, ГОСТ 8733-74	400
12ХМ	ЧМТУ 5750-57	ГОСТ 550-75	500
15ХМ	МРТУ 14-4-21-67	МРТУ 14-4-21-67	500
1Х2М	ЧИТУЗ 203-63	ЧМТУ 3-203-63	500
12Х1МФ	МРТУ 14-4-21-67	ЧМТУ 3-203-63	500
15Х1М1Ф	МРТУ 14-4-21-67	ЧМТУ 3-203-63	500
12Х18Н10Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 9940-72	600
08Х18Н10Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 9940-72	
04Х18Н10Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 9941-72	600
04Х18Н10Т	ГОСТ 11068-64*	ГОСТ 11068-64*	600
12Х18Н12Т	ГОСТ 5632-72	МРТУ 14-4-21-67	600
08Х18Н12Т	ГОСТ 5632-72	ТУ 14-3-197-73, ГОСТ 9940-72, ГОСТ 9941-72	600
12Х17Н13М2Т	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 9940-72, ГОСТ 9941-72	600
08Х20Н46Б	ЧМТУ/УкрНИТИ 732-65	ЧИТУ/ВНИТИ 732-65	600
12Х16Н15М3Б	ГОСТ 5632-72	МРТУ/ВНИТИ 633-64, МРТУ/ВНИТИ 634-64	600 600
08Х13	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 9940-72, ГОСТ 9941-72	300
20Х13	ГОСТ 5632-72	ГОСТ 9941-72	300
1Х12В2МФ	ГОСТ 5632-72	ЧМТУ/УкрНИТИ 178-60	550
1Х16Н36М6Т10Р	ГОСТ 5632-72	МРТУ 14-2-88-66	550

Примечания: 1. Химические элементы в марках стали по ГОСТ 5632-72 обозначены следующими буквами:

А — азот	Д — медь	Р — бор	Ю — алюминий
Б — ниобий	Е — селен	С — кремний	К — кобальт
В — вольфрам	М — молибден	Т — титан	Х — хром
Г — марганец	Н — никель	Ф — ванадий	Ц — цирконий

2. Наименование марок сталей состоит из обозначения элементов и следующих за ними цифр. Цифры, стоящие после букв, указывают среднее содержание легирующего элемента в целых единицах, кроме элементов, присутствующих в стали в малых количествах. Цифры перед буквенным обозначением указывают среднее или максимальное (при отсутствии нижнего предела) содержание углерода в стали в сотых долях процента.

Если в технических условиях на изготовление трубопроводов из аустенитных сталей сказано, что трубы и полуфабрикаты подлежат проверке на склонность к межкристаллитной коррозии, то делается проверка их на межкристаллитную коррозию.

На материалы и полуфабрикаты наносится отличительная маркировка, которая должна оставаться до полного изготовления трубопровода.

Трубы. Для изготовления трубопроводов первого контура двухконтурных атомных электростанций и трубопроводов, по которым протекает радиоактивная среда или которые прокладываются в помещениях с радиоактивным фоном, применяют трубы из нержавеющих коррозионно-стойких сталей аустенитного класса, для остальных трубопроводов и трубопроводов второго контура — трубы из углеродистых сталей.

Материал для каждого трубопровода АЭС указывается проектной организацией на рабочих чертежах.

По ГОСТ 9940-72, 9941-72 и ТК 14-3-197-73 трубы выпускаются горячекатаные с наружным диаметром 76—325 мм, толщиной стенки 4,5—14 мм, длиной до 8,5 а, а также по ГОСТ 9941-72 изготовляются холоднокатаные и теплокатаные трубы диаметром 5—120 мм, толщиной стенки 0,2—12 мм, длиной до 7 м.

Трубы наружным диаметром свыше 325 мм изготовляют сварными из листовой нержавеющей коррозионностойкой стали аустенитного класса марки 08Х18Н10Т или 12Х18Н10Т по особым техническим условиям с одним или двумя продольными швами.

Для изготовления особоответственных трубопроводов и трубопроводов первых контуров АЭС применяют трубы, поставляемые по ТУ 14-3-197-73.

Сортамент труб, применяемых для изготовления трубопроводов атомных электростанций, приведен в табл. 12-3—12-7.

Трубы из нержавеющих сталей поставляются заводами не короче 1,5 м и не длиннее 10 м, мерными — определенной длины и немерными — разной длины, обычной точности и повышенной точности по диаметру и толщине стенки.

Наружные и внутренние поверхности труб могут быть:

1) нормальные — с мелкими поверхностными дефектами: легкая рябизна, единичные мелкие плены, риски, следы вдавленной окалины — при условии, если они могут быть легко зачищены;

Таблица 12-3

Сортамент труб из нержавеющей стали для атомных электростанций

$D_у$, мм	Размеры труб: Наружный диаметр и толщина стенки $D_н \times S$, мм	$D_в$, мм	Масса, кг на 1 м	Материал
	Трубы бесшовные			
6	8×1	6	0,17	Сталь 08Х18Н10Т, ГОСТ 9941-72, химический состав по ГОСТ 5632-72
10	14×2	10	0,59	
15	18×2,5	13	0,96	
20	25×3	19	1,64	
25	32×2,5	27	1,83	
32	38×3	32	2,54	
40	45×3	39	3,00	
50	57×3	50	3,99	
65	76×4,5	67	7,98	
80	89×5	79	10,42	
100	108×6	96	15,18	Сталь 08Х18Н10Т, ГОСТ 9940-72, химический состав по ГОСТ 5632-72
150	159×6	147	22,17	
	159×8	143	29,96	
200	219×10	199	51,84	
	219×11	197	56,76	
250	273×11	251	71,50	
300	325×12	301	93,18	
	Трубы электросварные			
350	377×6	365	55,16	Сталь 08Х18Н10Т, ГОСТ 5632-72
400	426×8	410	82,96	
500	530×8	514	104,20	
600	630×8	614	124,60	
700	720×10	700	176,10	
800	820×10	800	200,93	
900	920×10	900	225,74	
1000	1020×10	1000	250,54	
1200	1220×10	1200	300,15	

Таблица 12-4

Сортамент труб из углеродистой стали для атомных электростанций

$D_у$, мм	Размеры труб: Наружный диаметр и толщина стенки $D_н \times S$, мм	Номинальный внутренний диаметр $D_в$, мм	Масса, кг на 1 м	ГОСТ на материал
	Трубы бесшовные			
10	14×2	10	0,59	Сталь 20, ГОСТ 1050-74 (группа 1), механические свойства по табл. 1 ГОСТ 8733-74
15	18×2	14	0,79	
20	25×2	21	1,13	
25	32×2	28	1,48	
32	38×2	34	1,78	

Продолжение табл. 12-4

$D_у$, мм	Размеры труб: Наружный диаметр и толщина стенки $D_н \times S$, мм	Размеры труб: Номинальный внутренний диаметр $D_в$, мм	Масса, кг на 1 м	ГОСТ на материал
40	45×2,5	40	2,62	—
50	57×3	51	4,00	
65	76×3	70	5,40	
80	89×3,5	82	7,38	
100	108×4	100	10,26	
150	159×4,5	150	17,15	
200	219×7	205	36,60	
250	273×8	257	52,28	
300	325×8	309	62,54	
350	377×9	359	81,68	
400	426×9	408	92,55	
	Трубы электросварные			
400	426×7	412	72,33	Сталь 10сп5, ГОСТ 1050-74 (группа 1)
500	530×8	514	102,98	Сталь ВСт3сп5, ГОСТ 380-71 (группа В)
600	630×8	614	122,71	
	630×11	608	167,91	
700	720×8	704	140,59	
800	820×9	802	180,0	
1000	1020×10	1000	249,10	
1200	1220×11	1198	329,00	
1400	1420×14	1392	485,40	

Таблица 12-5

Размеры труб, мм

Наружный диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм: 8,0	9,0	10,0	11,0	12,0	14,0
530	8	—	10	—	12	—
630	8	—	10	—	12	—
720	8	—	10	—	12	—
820	—	9	—	11	—	—
920	—	—	10	—	—	—
1020	—	—	10	—	—	14
1220	—	—	—	11	—	14
1420	—	—	—	—	—	14
1620	—	—	—	—	—	14

Таблица 12-6

Трубы из электросварных углеродистых сталей для атомных электростанций (ТУ 340-3/74)

$D_у$, мм	$D_в \times S$, мм	$P_у$, МПа	$D_у$, мм	$D_в \times S$, мм	$P_у$, МПа	$D_у$, мм	$D_н \times S$, мм	$P_у$, МПа
500	530×8	2,5	700	720×8	1,6	900	920×14	2,5
500	530×10	2,5	700	720×10	2,5	1000	1020×10	1,0
500	530×12	2,5	700	720×12	2,5	1000	1020×14	1,6
600	630×8	2,5	800	820×9	1,6	1200	1220×11	1,0
600	630×10	2,5	800	820×11	2,5	1200	1220×14	1,6
600	630×12	2,5	900	920×10	1,6	1400	1420×14	1,6
						1600	1620×14	1,0

2) шлифованные, в которых не допускаются перечисленные дефекты, возможны только следы от шлифовального инструмента;

3) полированные, имеющие зеркальный блеск от полировки на станках шкуркой и пастами. Шероховатость их поверхности не превышает 5—7 мк;

4) электрополированные электролитическим способом; поверхность этих труб имеет зеркальный блеск, полировка может быть на внутренней или наружной поверхности или снаружи и внутри.

Таблица 12-7

Углеродистые трубы для изготовления сварных деталей

$D_у$	$D_н \times S$	$D_у$	$D_н \times S$	$D_у$	$D_н \times S$	$D_у$	$D_н \times S$
10	14×2,0	40	(45×5,0)	80	89×6,0	200	219×7,0
15	18×2,0	50	57×3,0	100	108×4,0	250	273×6,0
20	25×2,0	50	(57×3,0)	100	108×6,0	300	325×8,0
25	32×2,0	65	76×3,0	125	133×4,0	350	377×9,0
32	38×2,0	65	(76×5,0)	150	159×4,5	400	426×9,0
40	45×2,5	80	(89×3,5)	150	159×6,0		

Трубы электросварные, спиральношовные из углеродистой стали марки 20 с двусторонним швом для трубопроводов атомных электростанций изготавливаются по ТУ 14-3-266-74. Трубы IIБ категории — по ПК 1514-72.

Трубы поставляются длиной 10—12 м. Предельные отклонения по толщине стенки труб не должны превышать: для труб диаметром 530—1420 мм при толщине стенки до 10 мм ±0,4 мм, при толщине стенки 10 мм и более — 0,8 мм.

Бесшовные углеродистые трубы для изготовления сварных деталей по наружному диаметру и толщине стенки должны соответствовать данным, приведенным в табл. 12-7.

Трубы бесшовные из нержавеющей стали для изготовления фасонных деталей трубопроводов по наружному диаметру и толщине стенки приведены в табл. 12-8.

Таблица 12-8

Трубы бесшовные из нержавеющих сталей для изготовления фасонных деталей

$D_у$, мм	$D_н \times S$, мм	$D_у$, мм	$D_н \times S$, мм	$D_у$, мм	$D_н \times S$, мм	$D_у$, мм	$D_н \times S$, мм
6	8×1,0	32	38×3,0	80	89×5,0	200	219×10,0
10	14×2,0	40	45×3,0	100	108×6,0	200	219×11,0
16	18×2,5	50	57×3,0	150	159×6,0	250	273×13,0
20	25×3,0	65	76×4,5	150	159×8,0	300	325×12,0
25	32×2,5						

Крепежные детали. Для обеспечения гарантированной плотности фланцевого соединения крепежные детали (болты, шпильки, гайки) для соединения фланцев из аустенитной стали должны изготовляться из сталей того же класса, что и фланцы.

Допускается применение крепежных деталей из материалов с различными коэффициентами линейного расширения в следующих случаях:

1) если рабочая температура среды не более 50°С;

2) во всех других случаях, если работоспособность соединения будет подтверждена расчетом или экспериментальными исследованиями. Гайки и шпилька (болты) должны иметь различную твердость. Материал шпилек и гаек указывает проектная организация.

Легированные стали для крепежных изделий подвергаются термической обработке.

12-4. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ИЗГОТОВЛЕНИЮ И МОНТАЖУ ТРУБОПРОВОДОВ АЭС

Условия работы и обслуживания трубопроводов АЭС требуют абсолютной чистоты, плотности и прочности трубопроводов на весь гарантийный срок их службы. Поэтому, прежде чем приступить к изготовлению деталей трубопроводов и к монтажу трубопроводов АЭС, необходимо детально изучить технические условия на изготовление и монтаж трубопроводов, а также технологию изготовления и монтажа.

Работы по изготовлению деталей и монтажу трубопроводов АЭС должны выполняться правильно с первого раза и должны быть исключены какие-либо переделки, которые в какой-то степени ухудшают качество выполненных работ. Работы должны выполняться с гарантийно высоким качеством. Очень большое значение имеет правильный выбор материалов и чистота внутренних стенок труб, деталей трубопроводов и арматуры.

Внутренние поверхности труб, арматуры и фасонных деталей перед сборкой должны быть тщательно очищены и проверены, проверена проходимость прямых и гнутых труб шариком диаметром, на 15% меньшим внутреннего диаметра труб.

На трубы и другие материалы, применяемые для изготовления трубопроводов, должны быть представлены сертификаты заводов — изготовителей труб и материалов.

Вне зависимости от наличия сертификатов на трубы и материалы, идущие на изготовление трубопроводов, должен осуществляться входной контроль по номенклатуре в объеме, устанавливаемом в технических условиях на изготовление данных трубопроводов.

Если в технических условиях или в проекте указано, что стали аустенитного класса подлежат проверке на склонность к межкристаллитной коррозии, то последняя также производится.

Качество листов, труб, отливок, поковок и заготовок контролируется следующими методами:

1) внешним осмотром и измерением (в том числе осмотром внутренних поверхностей труб с помощью перископа);

2) ультразвуковой дефектоскопией;

3) проникающими излучениями;

4) токовихревой дефектоскопией;

5) магнитно-порошковой дефектоскопией;

6) цветной дефектоскопией;

7) механическими испытаниями;

8) технологическими испытаниями (сплющивание, раздача и др.);

9) металлографическими исследованиями;

10) испытанием на плотность (гелиевым или галоидным течеискателем или др.);

11) коррозионными испытаниями;

12) гидравлическим испытанием;
13) другими методами (замерами твердости, травлением и т. д.).

Если для изготовления трубопроводов используются плакированные листы или трубы, то должен также производиться контроль качества сцепления плакирующего слоя с поверхностью основного металла методом ультразвуковой дефектоскопии или другими методами, обеспечивающими выявления дефектов отслоения.

Применение труб с продольным или спиральным швом разрешается при поставке их по специальным техническим условиям, согласованным с Госгортехнадзором СССР.

Резка металла и труб, чувствительных к местному нагреву и быстрому охлаждению, должны производиться по технологии, исключающей возможность образования трещин или ухудшения качества металла на кромках и в зоне термического влияния.

После резки и механической обработки торцы и кромки должны быть проконтролированы на наличие трещин, расслоений и других несплошностей с помощью магнитно-порошковой или цветной дефектоскопии.

Все трещины и несплошности, не связанные с расслоениями, должны быть устранены. Для обеспечения правильности сопряжения стыков труб из углеродистой стали с наружным диаметром не более 83 мм и толщиной стенки не более 6 мм допускается холодная раздача или обжатие концов труб на специальной оправке на величину, не превышающую 3% наружного диаметра трубы.

Допустимость применения холодной растяжки или горячей калибровки концов труб иных размеров и труб из легированной стали устанавливается техническими условиями на изготовление конкретного трубопровода.

Подвески, скобы, ребра жесткости и другие присоединительные детали должны подгоняться по кривизне труб.

Приварка подвесок и скоб прерывистым швом не допускается. Холодный натяг трубопроводов, если он предусмотрен проектом, может производиться лишь после выполнения всех сварных соединений, за исключением замыкающего, окончательного закрепления неподвижных опор на концах участка, подлежащего холодному натягу, а также после термической обработки (при необходимости ее проведения) и контроля качества сварных соединений, расположенных по всей длине участка, на котором необходимо произвести холодный натяг.

Допуски

При изготовлении трубопроводов должны соблюдаться допуски, предусмотренные правилами Госгортехнадзора, соответствующими стандартами, техническими условиями на изготовление и требованиями рабочих чертежей.

В стыковых сварных соединениях трубопроводов с одинаковой номинальной толщиной стенки смещение (несовпадение) кромок с наружной стороны шва не должно превышать значений, приведенных в табл. 12-9.

Таблица 12-9

Допускаемые смещения кромок свариваемых труб с одинаковой номинальной толщиной стенок, мм

Номинальная толщина стенки стыкуемых труб S, мм	Максимально допустимые смещения кромок стыкуемых труб
0—5	$0,2\,S_н$
5—10	$0,10S_н + 0,5$
10—25	$0,10S_н + 0,5$
25—50	$0,06S_н + 2,5$
50—100	$0,03S_н + 3,0$

В стыкуемых трубах из двухслойных сталей несовпадение кромок не должно превышать норм, указанных в табл. 12-8, и во всех случаях — 70% толщины плакирующего (наплавленного) слоя.

Расстояние между осями соседних поперечных швов свариваемых элементов трубопровода l, мм, должно быть не менее вычисленного по формуле

$$l \geqslant 2,5\sqrt{RS_н}, \qquad (12\text{-}1)$$

где R — средний радиус трубопровода, мм; $S_н$ — толщина стенки трубопровода, мм, и для трубопроводов, работающих при $p_р \leqslant 1,6$ МПа и $t \leqslant 250°C$, не менее 50 мм, а для швов, подлежащих термообработке:

$$l = 1,5\sqrt{(D_н - S_н)\,S_н}, \qquad (12\text{-}2)$$

но не менее 100 мм ($D_н$ — номинальный наружный диаметр трубы).

При сварке аустенитных сталей с углеродистыми или легированными сталями стыки должны распола-

гаться вне жестких узлов или на расстоянии (1,5—2,0)$D_{нар}$ от жестких заделок.

Сварка унифицированной арматуры с фасонными деталями и с трубами может производиться непосредственно без переходов при условии, что

$$\frac{S_{арм}}{S_{тр}} \leqslant 2, \qquad (12\text{-}3)$$

где $S_{тр}$ — номинальная толщина стенки трубы, мм; $S_{арм}$ — номинальная толщина стенки арматуры, мм.

При сварке унифицированной арматуры с фасонными деталями труб при $S_{арм}/S_{тр} \geqslant 2$ применяют переходы длиной L, мм, вычисленной по формуле:

$$L \geqslant 2{,}5\sqrt{R\delta}, \qquad (12\text{-}4)$$

где L — длина перехода, мм; R — средний радиус присоединительного патрубка, мм; δ — номинальная толщина стенки присоединительного патрубка, мм.

Рекомендуется принимать переходы длиной не менее 100 мм. При подготовке кромок стыков арматуры к сварке необходимо руководствоваться рабочими чертежами. Чистота обработки кромок должна быть ▽3—▽4.

12-5. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ФАСОННЫХ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ НЕРЖАВЕЮЩИХ СТАЛЕЙ

Фасонные части трубопроводов АЭС из нержавеющих коррозионно-стойких сталей аустенитного класса марки 08Х18Н10Т и других марок сталей изготовляются из бесшовных осветленных труб, поставляемых по ГОСТ 9940-72, 9941-72 или ТУ в зависимости от указаний в рабочих чертежах со следующими дополнительными требованиями:

1) трубы должны быть повышенной точности изготовления;

2) фасонные части, предназначенные для работы под давлением, должны изготовляться из труб, 10% которых испытывается гидравлическим давлением;

3) трубы должны быть термообработаны (пройти аустенизацию) и очищены после этого от окалины;

4) трубы должны быть испытаны на межкристаллитную коррозию по ГОСТ 6032-75 по методу АМ с провоцирующим нагревом.

Изготовление гнутых отводов

Отводы из нержавеющих коррозионно-стойких сталей, как правило, должны изготовляться на специализированных заводах, имеющих для этого специальное оборудование, обеспечивающее качественное их изготовление. На заводах отводы изготовляются гнутыми, штампованными с нагревом труб и без нагрева труб. Отводы $D_н$ до 465 мм и менее гнутся, а диаметром свыше 465 мм штампуются из двух половин с двумя продольными швами. Гнутые отводы $D_у$ 80—500 мм изготовляют по ОСТ 34.208-73.

Радиус отводов должен быть не менее 3,5 наружного диаметра трубопровода. На заводах, оснащенных для этого специальным оборудованием, изготовляются крутоизогнутые отводы, радиусом, равным наружному диаметру труб или в полтора раза большим наружного диаметра.

Отводы наружным диаметром до 76 мм штампуют «вхолодную», а диаметром 108 мм штампуют «нагорячо».

На монтажных участках изготовляют гнутые отводы наружным диаметром до 108 мм «вхолодную» на трубогибочных станках, а отводы с наружным диаметром 219 мм и выше — из секторов.

Изготовление отводов из нержавеющих сталей в основном состоит из тех же операций, что и для углеродистых труб. При изготовлении отводов из нержавеющих сталей необходимо обратить внимание на:

1) разметку труб, которая должна выполняться весьма точно по заранее приготовленным шаблонам;

2) резку труб, которая должна выполняться точно по линии разметки;

3) сборку под сварку, которая должна выполняться с большой тщательностью и точностью; зазоры в стыках должны быть равномерными и не более тех, которые указаны на рабочих чертежах;

4) фаски должны быть проверены специальным шаблоном, зачищены до чистого металла, обезжирены в зазорах между стыкуемыми элементами не должно быть посторонних предметов и грязи.

Кольцевое пространство снаружи и внутри труб на ширине не менее 20 мм по обе стороны стыка должно быть зачищено и обезжирено.

Перед гибкой отводов на трубогибочном станке трубогибочный станок должен быть отлажен и правильно подобрана оснастка.

Для изготовляемых по рабочим чертежам труб, радиусы прогибов которых должны точно соответствовать определенным величинам, радиусы гибочных дисков должны быть меньше на величину прироста радиуса прогиба трубы в результате ее упругой деформации после снятия изгибающих усилий и определяться по формуле

$$R_{г.д} = R_0 \left(1 - \frac{\psi}{\alpha}\right), \qquad (12\text{-}5)$$

где $R_{г.д}$ — радиус гибочного диска, мм; R_0 — заданный радиус гиба по чертежу, мм; α — угол прогиба трубы, град; ψ — угол пружинения, град.

Для труб из нержавеющей стали при угле гиба $\alpha = 90°$ угол пружинения составит 3,5—5°.

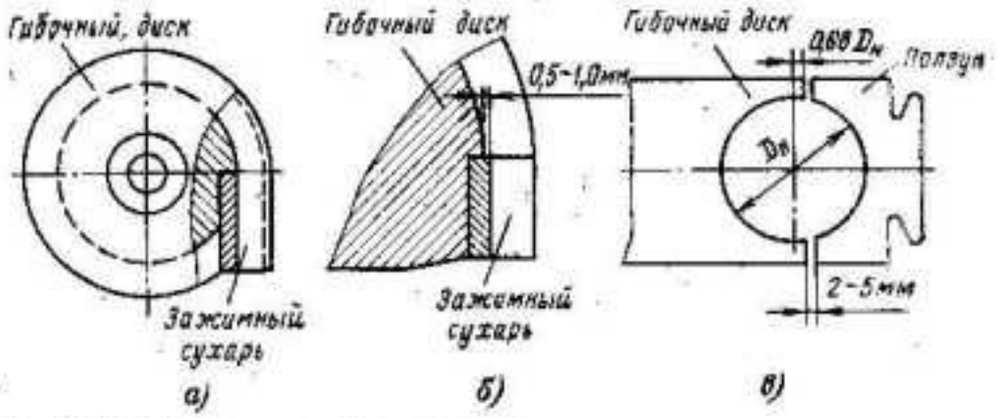


Рис. 12-3. Сборка сухарей с гибочными дисками.
а — гибочный диск с зажимным сухарем; *б* — крепление зажимного сухаря с гибочным диском; *в* — нормальное положение гибочного диска с ползуном.

Диаметр ручья гибочного диска должен быть больше номинального наружного диаметра трубы на 0,5—3 мм, а глубина ручья должна превышать радиус трубы на 0,08 наружного диаметра. Щеки гибочных дисков должны быть достаточно жесткими и выдерживать возникающие в трубе распорные усилия во время гибки. Толщина щек определяется расчетом.

Гибочные диски должны иметь съемные гибочные сухари, обеспечивающие крепление труб с сопряженными погибами и с погибами, имеющими прямолинейные

участки между собой. Диаметр ручья сухаря должен быть равен номинальному наружному диаметру трубы. Сборка сухарей с гибочными дисками должна быть выполнена в соответствии с рис. 12-3. Сменные зажимные вкладыши должны обеспечивать зажим трубы. Ручей вкладыша должен соответствовать минимальному наружному диаметру трубы. Длина ползунов должна обеспечивать гибку труб на угол 180°. Диаметр направляющей канавки во избежание защемления трубы должен быть на 0,5—3 мм больше номинального диаметра трубы, а глубина ее должна быть уменьшена на $0{,}08\,D_н + A$, где A — зазор между диском и ползуном, равный 1,5—3 мм.

Диаметр дорна должен быть меньше номинального диаметра труб:

1) для труб $D_{вн}$ не более 50 мм на 0,5—1,0 мм;
2) для труб $D_{вн}$ от 50 до 100 мм на 1,0—1,5 мм;
3) для труб от 100 до 200 мм на 1,5—2,0 мм;
4) для труб более 200 мм на 2,0—3,0 мм.

Длину l цилиндрической части дорна рекомендуется применять:

1) для труб $D_{вн}$ до 50 мм — 3 $d_к$;
2) для труб $D_{вн}$ от 50 до 100 мм — 2,5 $d_к$;
3) для труб $D_{вн}$ более 100 мм — 2,3 $d_к$,

где $d_к$ — диаметр дорна, поверхность которого должна быть шлифованной и иметь чистоту обработки ∇7.

Радиус сферы дорна ложкообразной формы определяется по формуле

$$R_{сф} = R_{пог} + \frac{d_к}{2}. \qquad (12\text{-}6)$$

Длина l определяется положением точки пересечения оси цилиндрической части дорна с ее сферической образующей (рис. 12-4).

$R_{отн} = R/D_н$, где R — радиус гиба, мм; $D_н$ — наружный диаметр трубы, мм.

При $R_{отн} > 0{,}25\ d_н/5$ гибка может производиться без дорна.

При $R_{отн} > 0{,}08\ d_н/5$ гибка производится с дорном.

При $R_{отн} < 0{,}045\ d_н/5$ для гибки должны применяться дорны ложкообразной формы.

При $R_{отн} < 0{,}045\ d_н/5$ при гибке образуются складки на внутренней стороне погиба.

При подготовке станка к гибке труб особое внимание должно быть уделено правильности установки опережения дорна и балки по длине и по отношению к гибочному диску (рис. 12-5), доступу смазки к трущимся частям станка и обеспечению надежного крепления трубы эксцентриком в зажимных сухарях при установке автоматического зажима. Внутренняя часть труб перед гибкой с дорнами должна быть смазана

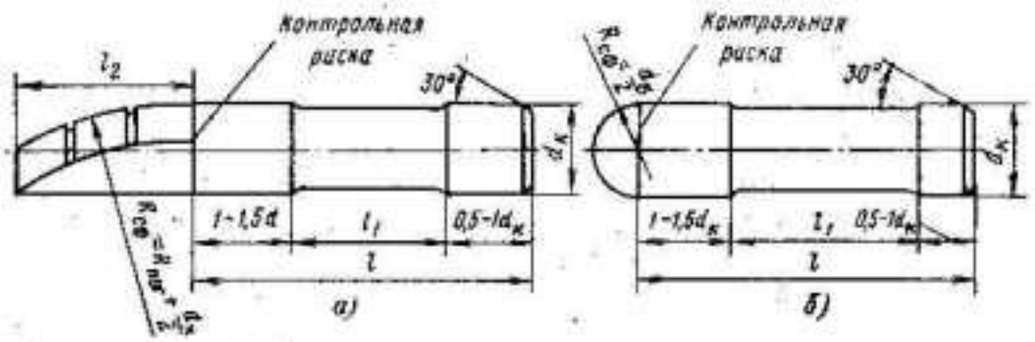


Рис. 12-4. Калибрующие пробки (дорны).
а — ложкообразной формы; *б* — шарообразной формы.

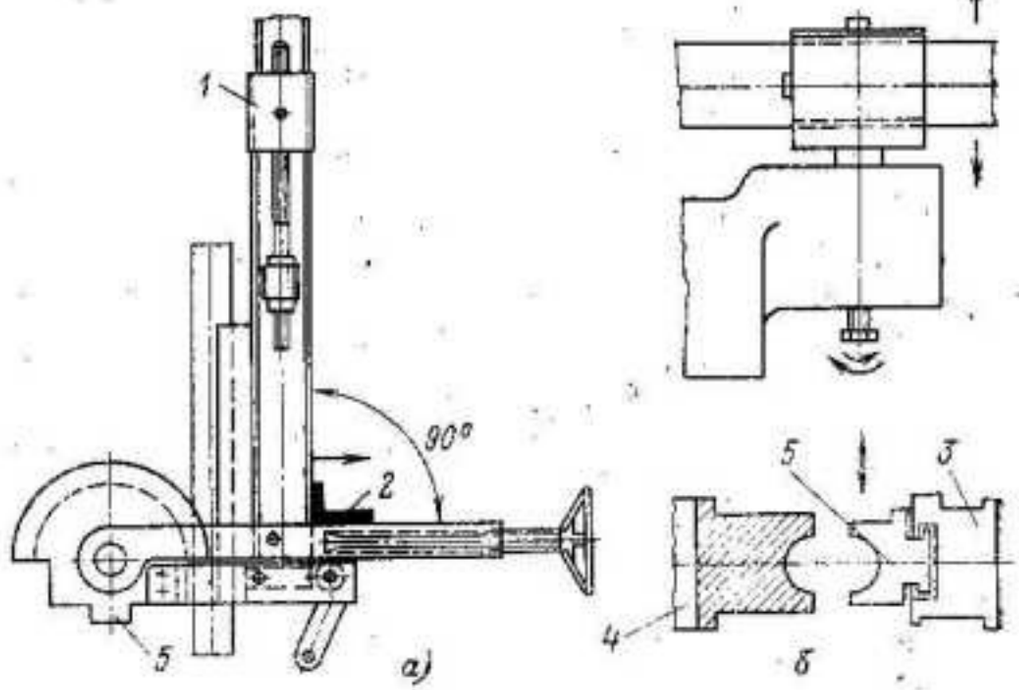


Рис. 12-5. Настройка трубогибочного станка.
а — регулировка балки по длине; *б* — центровка балки по длине; *в* — центровка балки по высоте; *1* — башмак; *2* — угольник; *3* — балка; *4* — диск; *5* — ползун.

маслом, мыльной эмульсией или касторовым маслом с тальком. После гибки внутренняя и наружная поверхности должны быть очищены и тщательно обезжирены.

Гибку электрополированных труб, поставленных по ТУ 14-3-197-73, разрешается производить на трубогибочном станке без дорна, но с набивкой песком аналогично набивке труб при горячей гибке.

При гибке труб на станке необходимо особое внимание обратить на проскальзывание трубы в зажимных сухарях, для чего перед сухарями графитным карандашом нанести на трубе риску.

Допускаемая овальность на трубах в местах изгибов не должна превышать 8%, а волнистость — 3% номинального диаметра трубы.

Необходимость термической обработки труб после гибки указывается проектной организацией на чертежах.

Изготовление сварных отводов из нержавеющих коррозионностойких сталей марок 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т

Изготовление сварных отводов из нержавеющих сталей отличается от изготовления сварных отводов из углеродистых сталей тщательностью подготовки секторов к сварке и конструкцией сварных швов, которые выполняются согласно основным положениям по сварке ОП 1513-72. Сварные отводы D_y от 600 до 1400 мм изготовляются по ОСТ 34.205-73.

Резка секторов из труб должна производиться механическим способом на специальных станках или на токарных станках, но с применением специальных приспособлений. Сборка секторных отводов производится на специальном приспособлении, обеспечивающем точность сборки. Отклонение δ от перпендикулярности плоскости торцевых срезов и угла отводов, указанных в чертежах или в нормалях, не должно превышать для труб наружным диаметром до 219 мм — 1,5 мм и 273—426 мм — 2,0 мм.

Обработка торцов под сварку должна производиться механическим способом по рабочим чертежам. Плоскости торцов отвода должны быть между собой взаимно перпендикулярны.

Сварные отводы подвергаются гидравлическому испытанию на пробное давление, указанное на рабочих чертежах.

Изготовление сварных тройников D_y 80—1400 мм из нержавеющих сталей выполняется по ОСТ 34.218-73 и отличается от изготовления тройников из углеродистых сталей только тщательностью подгоночных и сборочных работ. Допуски при изготовлении на отклонения от проектных размеров выполняются по

ОСТ или указаниям на рабочих чертежах тройников. Отклонения δ от перпендикулярности и параллельности плоскостей торцевых срезов не должны превышать значений, указанных в ОСТ, для труб наружным диаметром 159—194 мм — 1,0 мм и для труб 273—426 мм — 1,5 мм.

Отклонение от перпендикулярности оси штуцера от оси трубы не должно превышать 1°. Несимметричность штуцера в тройниках не должна превышать 5 мм.

Обработка фасок под сварку должна производиться механическим способом согласно ОП 1513-72. Готовые тройники подвергаются гидравлическому испытанию согласно ГОСТ 356-68.

Изготовление переходов из нержавеющих сталей

Переходы изготовляются точеными из заготовок из круглой стали для труб диаметром 15—40 мм по ОСТ 34.210-73 и штампованными диаметром 32—400 мм по ОСТ 34.219-73, а также сварными из листовой стали с двумя и одним швом по ОСТ 34.211-73 D_y 450—1400 мм.

При изготовлении штампованных переходов раздачу или обжатие концов рекомендуется выполнять в холодном состоянии на гидравлических прессах.

При разности диаметров перехода менее 1,5—1,7 штамповку производят методом обжима трубной заготовки в конусной матрице, а при разности диаметров более 1,5—1,7 переходы штампуют путем раздачи трубной заготовки конусным пуансоном в нагретом состоянии. Штамповку переходов с еще большим соотношением диаметров производят при одновременном обжиме одного конца и раздаче другого конца в нагретом состоянии до 970—1050°С. Концы переходов не должны иметь трещин, разрывов, расслоений и местных утонений, внутренних и наружных царапин, выходящих за пределы минусовых допусков на трубы. После штамповки переходы подвергаются термической обработке с целью снятия напряжений и аустенизации.

В условиях монтажа не рекомендуется:

1) сваривать ответственные соединения разнородных сталей, разных структурных классов или значительно отличающихся по уровню легирования;

2) приваривать трубы и детали к литым элементам корпусов арматуры; к этим элементам в заводских усло-

виях следует приваривать патрубки, длина которых должна обеспечивать возможность и надежность проведения сварочных работ и местной термической обработки монтажных сварных стыков.

Сварку между собой углеродистых и нержавеющих сталей необходимо выполнять в условиях завода или мастерской, где имеются все условия для качественного выполнения подгоночных и сварочных работ, а также для проведения контроля сварного стыка. Непосредственно на монтаже производится только сварка нержавеющих сталей с нержавеющими и углеродистых с углеродистыми.

12-6. СОЕДИНЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Согласно [Л. 11] соединение элементов трубопроводов должно производиться сваркой. Применение фланцевых соединений допускается только для присоединения к трубопроводам арматуры и деталей оборудования, имеющих фланцы. Присоединение к трубопроводам головок технологических каналов реакторов может осуществляться резьбовыми соединениями с уплотнением типа «шар по конусу».

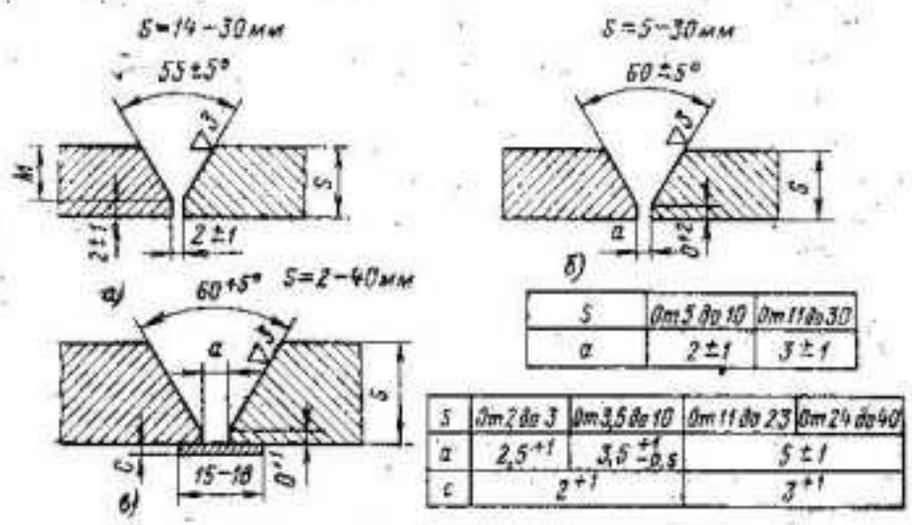
Сварка элементов трубопроводов при их монтаже должна производиться в соответствии с требованиями рабочих чертежей, технических условий и производственных инструкций. Рабочие чертежи, технические условия и производственные инструкции по выполнению сварных соединений разрабатываются с учетом требований Правил Госгортехнадзора, ГОСТ, Основных положений по сварке (ОП 1513-72) и Правил контроля сварных соединений (ПК 1514-72). При сборке стыков под сварку все геометрические размеры стыков должны соответствовать требованиям технических условий, основным положениям по сварке, производственным инструкциям и рабочим чертежам. Подготовка кромок труб под сварку приведена на рис. 12-6—12-8.

Расположение сборочных приспособлений и прихваток, а также угловых швов временных креплений должно соответствовать производственным инструкциям.

Приварка временных креплений к шлифованным или полированным поверхностям не допускается.

Прихватки сваркой должны быть либо переплавлены в процессе выполнения сварочного соединения, либо

полностью удалены после того, как они выполнили свое назначение. Удаление прихваток должно производиться методами, исключающими повреждение основного металла свариваемых элементов.



S	От 5 до 10	От 11 до 30
a	2±1	3±1

S	От 2 до 3	От 3,5 до 10	От 11 до 23	От 24 до 40
a	$2,5^{+1}$	$3,5^{+1}_{-0,5}$	5±1	
c	2^{+1}		3^{+1}	

Рис. 12-6. Подготовка кромок труб диаметром более 750 мм под сварку.

а — для автоматической сварки подслоем флюса; *б* — для ручной электродуговой сварки с подваркой; *в* — для ручной электродуговой сварки на подкладном кольце.

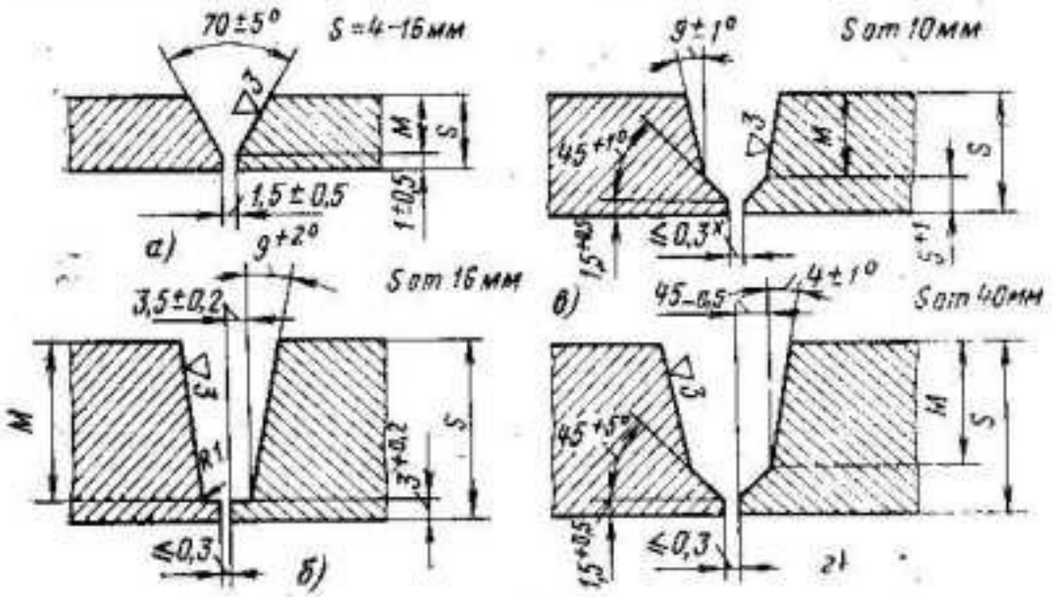
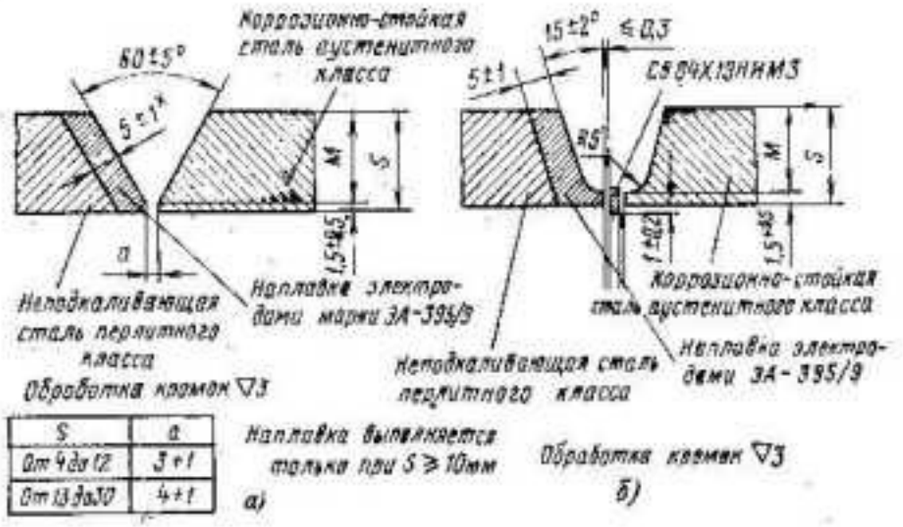


Рис. 12-7. Подготовка кромок труб под сварку.

а — аргонодуговую или комбинированную при $S=4\div16$ мм; *б* — при $S=16\div40$ мм; *в* — автоматическую или ручную аргонодуговую, или комбинированную при $S=16$ мм и выше; *г* — автоматическую или электродуговую, или комбинированную при $S=40$ мм и выше.

Участки, с которых удалены временные приварные крепления, должны быть зачищены и проконтролированы магнитно-порошковой или цветной дефектоскопией. После устранения обнаруженных дефектов должен быть произведен повторный контроль теми же методами.



S	a
От 4 до 12	3±1
От 13 до 30	4±1

Рис. 12-8. Подготовка кромок двухслойных сталей к комбинированной сварке.

а — к ручной электродуговой сварке; *б* — к комбинированной сварке.

Перед началом сварки должно быть проведено качество сборки соединяемых элементов, а также соответствие стыкуемых кромок прилегающим к ним поверхностям.

При сварке трубопроводов из разнородных сталей, учитывая сложность механической обработки после сварки и исправления дефектов в шве, целесообразно стыки из разнородных сталей выносить на специальные переходные патрубки, изготовленные в мастерской. На монтаже сваривают однородные стали.

Патрубки изготовляют из отрезков труб длиной, равной $(1—1,5)D_н$, с толщиной стенки на 2—3 мм большей толщины основной трубы. Наружный диаметр патрубков остается равным наружному диаметру основного трубопровода. Проточку патрубков изнутри производят с целью удаления концентраторов напряжения.

Разделку кромок под наплавку и сварку делают обычно с углом раскроя 60—70°. Стыки собирают на прихватках или в центраторах.

Фланцевые соединения элементов трубопроводов АЭС должны выполняться строго по рабочим чертежам проектных организаций. Для обеспечения надежной работы фланцевых соединений необходимо правильно собрать соединение и во время работы защитить его от сквозняков и резких изменений температур.

При установке фланцев на трубу необходимо, чтобы плоскость фланцев была перпендикулярна оси трубы и чтобы во время приварки фланца к трубе не была нарушена их установка, плоскости соединяемых фланцев должны быть строго параллельны. Допуск на отклонение параллельности фланцев и смещение болтовых отверстий те же, что во фланцевых соединениях тепловых электростанций.

При установке мягких и точечных прокладок, а также затяжке фланцев необходимо соблюдать те же правила, что при сборке фланцевых соединений трубопроводов высокого давления тепловых электростанций.

При затяжке шпилек фланцевых соединений из аустенитных сталей необходимо помнить, что коэффициент линейного расширения аустенитных сталей в 1,4—1,5 раза больше коэффициентов расширения углеродистых и низколегированных сталей.

В зависимости от параметров среды и конструктивного выполнения фланцевые соединения атомных электростанций с металлическим теплоносителем разделяются на три группы:

1) соединения, предназначенные для уплотнения при температуре среды до 250°С как при наличии, так и при отсутствии контакта со щелочными металлами; в этих соединениях применяются неметаллические прокладки;

2) соединения, работающие при температуре среды до 400°С с малым числом температурных циклов и плавным нарастанием и падением температуры и при наличии контакта со щелочными металлами; для этих соединений применяются в ограниченном объеме металлические точеные прокладки, канавочно-клиновые соединения с прокладкой, беспрокладочные соединения с плоскими притертыми уплотнительными поверхностями и беспрокладочные соединения на шлифованных поверхностях: шар между двумя конусами, линза между двумя конусами, шар по конусу;

3) соединение для работы при температуре среды более 400—450°С в условиях многократных циклических температурных нагрузок, основанное на использовании прокладки между двумя коническими поясами.

В разъемных соединениях при температуре среды до 250°С и при отсутствии контакта с жидкими металлами могут применяться следующие материалы: до 80°С — винипласт, от 30 до 160°С — вакуумная резина, до 250°С — фторопласт, до 200°С — специальные сорта теплостойкой вакуумной резины.

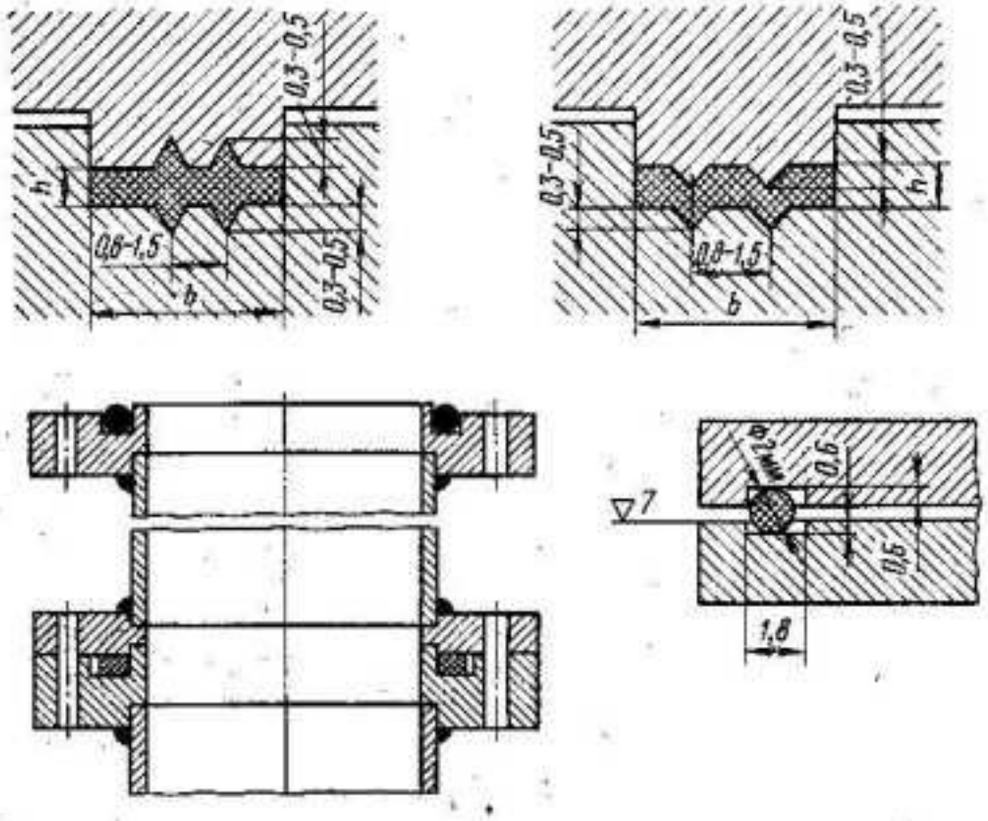


Рис. 12-9. Типы фланцевых соединений с жидким теплоносителем.

Конструкция фланцевых соединений с мягкой прокладкой показана на рис. 12-9.

Кольцевые проточки на поверхности фланцев улучшают качество уплотнения.

Глубина канавок уплотнения рассчитывается из условия, что при затяжке соединения высота прокладки уменьшается на 20—25%.

В разъемных соединениях при температуре среды до 400°С и более с малым числом температурных цик-

лов надежно работают только металлические прокладки. При температуре среды до 250—300°С прокладки изготовляются из меди, а при более высокой температуре среды для изготовления прокладок применяют нержавеющую сталь, никель и высоколегированную сталь. Толщину прокладок из нержавеющих сталей и никеля выбирают 0,15—0,2 мм, а плоской медной — 0,5—2 мм. Для гарантированного уплотнения отожженные прокладки притирают по плите до их укладки в канавки.

При использовании металлических отожженных прокладок не следует сразу же проверять соединение на плотность и при отсутствии плотности подтягивать болты.

Необходимо выждать несколько часов, чтобы металл успел «растечься» и обеспечить плотность и только после этого приступать к проверке плотности специальными течеискателями. Прокладочные проволочные кольца из нержавеющей стали могут изготовляться сварными встык из проволоки диаметром 2 мм после тщательной подгонки торцов и последующей доводки толщины стыка в месте сварки до толщины остального кольца при помощи калибра.

Проволока укладывается в кольцевую камеру глубиной 0,6 мм и шириной 1,8 мм с острыми краями, обеспечивающими ее закусывание при обжатии (рис. 12-8).

На фланцевых соединениях из нержавеющих сталей 12Х18Н9Т для сжатия фланцев устанавливаются шпильки из высокопрочного материала (сталь 30ХГСА), поскольку шпильки из стали 12Х18Н9Т вытягиваются.

12-7. КРЕПЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ

Крепление трубопроводов атомных электростанций имеет то же назначение, что и крепление трубопроводов тепловых электростанций.

Конструктивно опоры атомных электростанций отличаются от опор тепловых электростанций тем, что при установке на них трубопроводов, изготовленных из нержавеющих коррозионно-стойких аустенитных сталей, под хомуты опор и подвесок подкладываются бандажи из нержавеющих сталей толщиной 2—4 мм, и элементы опор, соприкасающиеся с трубами из нержавеющих сталей, выполняются из нержавеющих сталей.

Поверхности трущихся частей и ползуны подвижных опор должны быть гладкими, и места под установку роликов должны более тщательно обрабатываться.

Опоры и подвески трубопроводов, находящиеся в шахте реакторов (РБМК2), должны изготовляться из низколегированных сталей потому, что при установке данного реактора трубопроводы и реактор не имеют тепловой изоляции, а изолируется только шахта реактора. Пружины таких опор и подвесок также выполняются из легированной стали. Тяги подвесок не должны быть короткими потому, что при расширении трубопровода происходит его подъем. Это особенно важно при установке подвесок между двумя подвижными опорами.

В случаях приварки деталей опор и подвесок к трубопроводу из аустенитных нержавеющих сталей необходимо эти детали к трубам приваривать сплошным швом, начиная сварку на деталях опор и подвесок, и выводить кратер на детали опор. Начинать сварку на трубе и выводить кратер на трубу запрещается.

Приварка деталей опор и подвесок к трубам прерывистым швом запрещается.

Хомуты опор и подвесок не должны вызывать деформацию тонкостенных труб в местах их установки. На тонкостенных трубах из нержавеющих аустенитных сталей в местах установки хомутов опор и подвесок надеваются манжеты из аустенитных сталей.

Установка металлических прокладок между трубопроводом и опорами не разрешается. Установка опор и подвесок под трубопроводы должна производиться с соблюдением тех же правил, что и для трубопроводов тепловых электростанций.

Упоры к аустенитным трубам в местах установки неподвижных опор привариваются по технологии сварки аустенитных сталей.

12-8. МОНТАЖ ТРУБОПРОВОДОВ

До начала монтажа трубопроводов атомных электростанций должны быть выполнены все подготовительные работы и приняты помещения под монтаж трубопроводов.

Монтаж трубопроводов атомных электростанций отличается от монтажа трубопроводов тепловых электростанций тем, что он производится в многочисленных

тесных изолированных помещениях и что монтажные работы должны быть выполнены в строгой технологической последовательности с гарантированно хорошим качеством, с обеспечением высокой точности и прочности всех узлов трубопроводов. Монтаж их должен быть выполнен с соблюдением большой чистоты. В процессе монтажа возможные отклонения от проектных размеров по длине должны компенсироваться за счет монтажных припусков на трубах и в крайних случаях вставками длиной не менее 100 мм при диаметре трубопровода до 150 мм и 200 мм при диаметрах трубопроводов более 150 мм.

Устранение зазоров между торцами труб, нахлестов, несовпадения осей труб, возникших при монтаже трубопроводов, путем нагрева и натяжения труб или искривления осей трубопроводов категорически запрещается.

При присоединении труб к оборудованию необходимо закрепить трубопроводы строго по проекту, в котором должно быть учтено расширение участков трубопроводов и самого оборудования при нагреве.

Напряжение в стенке трубопровода, возникающее при тепловом расширении, не должно превышать величину σ_a, МПа, вычисленную по формуле

$$\sigma_a = K(1{,}25\sigma_0 + 0{,}25\sigma_t), \qquad (12\text{-}7)$$

где σ_0 и σ_t — соответственно допускаемые напряжения растяжения для металла трубопровода при 20°С и температуре, для которой подсчитывается напряжение, МПа; K — коэффициент, выбираемый в соответствии с числом термических циклов. Если циклов менее $7 \cdot 10^3$, то $K=1$, а при числе циклов $25 \cdot 10^3$ и более $K=0{,}5$.

При установке арматуры должно быть выдержано строго соосное расположение труб и отсутствие перекосов и натягов. Количество сварных стыков и их расположение на трубопроводе должно соответствовать проектному. Стыки должны располагаться на определенном расстоянии от гибов, опор, пересекающих труб, мест закреплений и мест прохода через стенки и перекрытия.

Концы труб и штуцеров на блоках трубопроводов и арматуры с кромками, обработанными под сварку, на длине 150—200 мм окраске не подлежат; эти концы покрываются легкосмываемым консервирующим составом.

Снятие заглушек и консервирующего покрытия с концов труб и штуцеров на блоках трубопроводов и арматуры следует производить непосредственно перед присоединением блока к трубопроводу или оборудованию.

Хранение, транспортировку и монтаж трубопроводов, выполненных из нержавеющих сталей, следует производить так, чтобы исключить их непосредственный контакт с конструкциями и оснасткой из углеродистых сталей.

Предмонтажная подготовка (проверка геометрических размеров, укрупнение блоков) трубопроводов, изготовленных из нержавеющих сталей, должна производиться в цехе предмонтажных работ в специально предусмотренном для этого месте. Подготовка трубопроводов, выполненных из углеродистых сталей, ведется как в цехе, так и на укрупнительно-сборочной площадке.

Монтаж трубопроводов первого контура

Условия эксплуатации и ремонта трубопроводов первого контура атомных электростанций, работающих с активным теплоносителем, предъявляют особо высокие требования к качеству и чистоте изготовления, сборке и монтажу.

Появление продуктов коррозии и других загрязнений в воде первого контура приводит к:

1) загрязнению активной зоны реактора и других поверхностей нагрева;

2) загрязнению и забивке арматуры и других механизмов;

3) быстрому нарастанию потери напора в фильтрах;

4) усложнению поддержания низкого уровня радиоактивности, обеспечивающего доступ к установке.

При сборке стыков трубопроводов первого контура пользуются специальными центраторами, обеспечивающими высокую точность сборки в радиальном и осевом направлениях.

Сборка трубопроводов в блоки и сварка стыков должны производиться на специальных стендах, оборудованных катковыми или роликовыми опорами. Во время сварки стыков трубопровод должен свободно лежать на этих опорах и иметь свободу перемещения в осевом направлении. Свариваемые стыки должны находиться от края опоры на расстоянии не более 1 м, а тяжелая ар-

матура должна стоять на отдельных опорах. Врезку штуцеров и бобышек для КИП следует производить при сборке блоков трубопроводов в цехе предмонтажных работ.

Сборку блоков трубопроводов следует производить в точном соответствии с рабочим чертежом и технологической картой на сборку блоков. Блоки должны быть максимальных размеров, позволяющих беспрепятственно производить их монтаж, и включать в себя все мелкие детали, кроме деталей, которые мешают установке блоков в проектное положение или могут быть повреждены.

Блоки заводской поставки, отдельных деталей и труб перед сборкой должны быть расконсервированы, обезжирены и очищены от всех загрязнений как внутри, так и снаружи.

Собранные готовые монтажные блоки должны быть очищены, а торцы труб закрыты герметическими, хорошо закрепленными заглушками. Допуски на сборку блоков те же, что и на тепловых электростанциях.

Расположение блоков в пространстве во время их установки контролируется по заранее нанесенным трассам и меткам на строительных конструкциях с учетом фактического положения реактора, парогенераторов и циркуляционных насосов.

Монтаж трубопроводов первого контура должен начинаться с помещений с законченными строительными работами, оштукатуренных, предварительно окрашенных, очищенных от строительного мусора и пыли. В процессе монтажа трубопроводов следует регулярно производить мокрую уборку помещений. До начала монтажа трубопроводов должны быть смонтированы и выверены корпус реактора, парогенераторы, циркуляционные насосы и нанесены трассы трубопроводов.

Одновременно с монтажом трубопроводов производится установка всех проектных опор и подвесок, дренажей, приводов и прочих деталей.

Монтаж трубопроводов машинного зала одноконтурных атомных электростанций выполняется так же, как и трубопроводов первого контура двухконтурных АЭС с соблюдением требований по чистоте помещений, в которых ведется монтаж, и всех требований «чистого» монтажа.

Холодный натяг трубопровода, если он предусмотрен проектом, может производиться лишь после выполнения всех сварных соединений, за исключением замыкающего стыка, окончательного закрепления неподвижных опор на концах участка, подлежащего холодному натягу, а также после термической обработки (если это указано в проекте) и контроля качества сварных соединений, расположенных по всей длине участка, на котором необходимо произвести холодный натяг.

12-9. МОНТАЖ АРМАТУРЫ

От арматуры тепловых электростанций отличается только та арматура АЭС, которая устанавливается на трубопроводах первого контура и на трубопроводах, проводящих радиоактивную среду. В этих случаях устанавливается арматура сильфонная с сильфонным уплотнением штоков и без фланцевых разъемов. Конструкция сильфонной арматуры показана на рис. 12-10—12-12.

Сильфонная арматура должна храниться в закрытых складах в заводской упаковке, периодически осматриваться и переконсервироваться в сроки, указанные в заводских паспортах на нее.

Арматура трубопроводов первого контура, а также транспортирующих активную среду, до установки ее в трубопровод подвергается техническому осмотру и гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

Арматура, поступающая на монтаж в опломбированном виде, разборке и ревизии не подлежит до истечения гарантийного срока. После истечения гарантийного срока производится повторная консервация с оформлением соответствующих актов.

Арматура, идущая в монтаж на трубопроводах АЭС, в обязательном порядке должна быть очищена, обезжирена как внутри, так и снаружи, промыта и гидравлически испытана на прочность и плотность.

Арматура, предназначенная к установке в первом контуре и в трубопроводах, по которым транспортируется гелий, должна быть испытана на гелиевую плотность гелиевым течеискателем.

При установке фланцевой арматуры проверяют правильность подбора фланцев, крепежа, прокладочных материалов и следят за тем, чтобы не было перекоса фланцев при сборке и обтяжке. Затяжку фланцевых со-

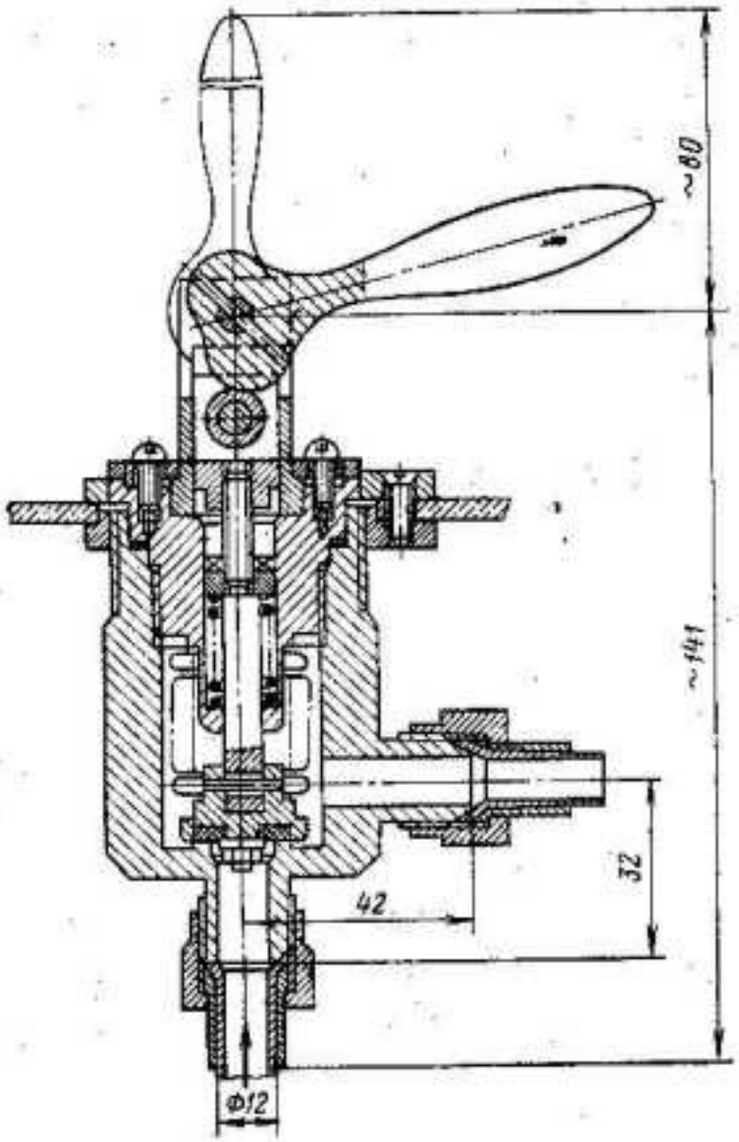


Рис. 12-10. Вентиль угловой сильфонный.

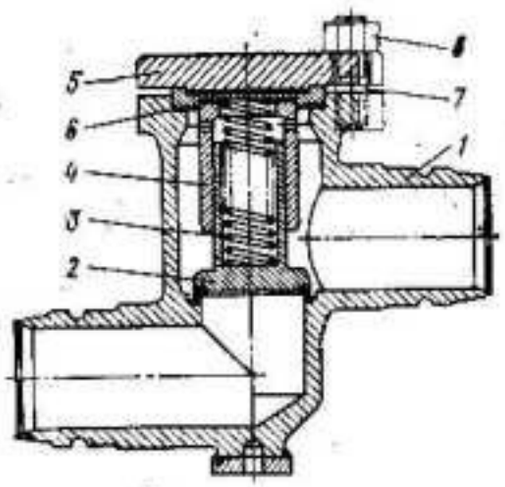


Рис. 12-11. Обратный клапан p_y=1,6 МПа.

1 — корпус; *2* — конус; *3* — нажимная пружина; *4* — направляющая конуса; *5* — крышка; *6* — уплотняющее кольцо; *7* — шпилька; *8* — шестигранная гайка.

единений следует производить при температуре окружающей среды не ниже —15°С. При установке бесфланцевой арматуры работы выполняют так же, как указано в § 10-10.

Арматуру с сильфонным приводом устанавливают так же, как и обычную арматуру; эту арматуру не разбирают и не ревизуют перед установкой, а снимают

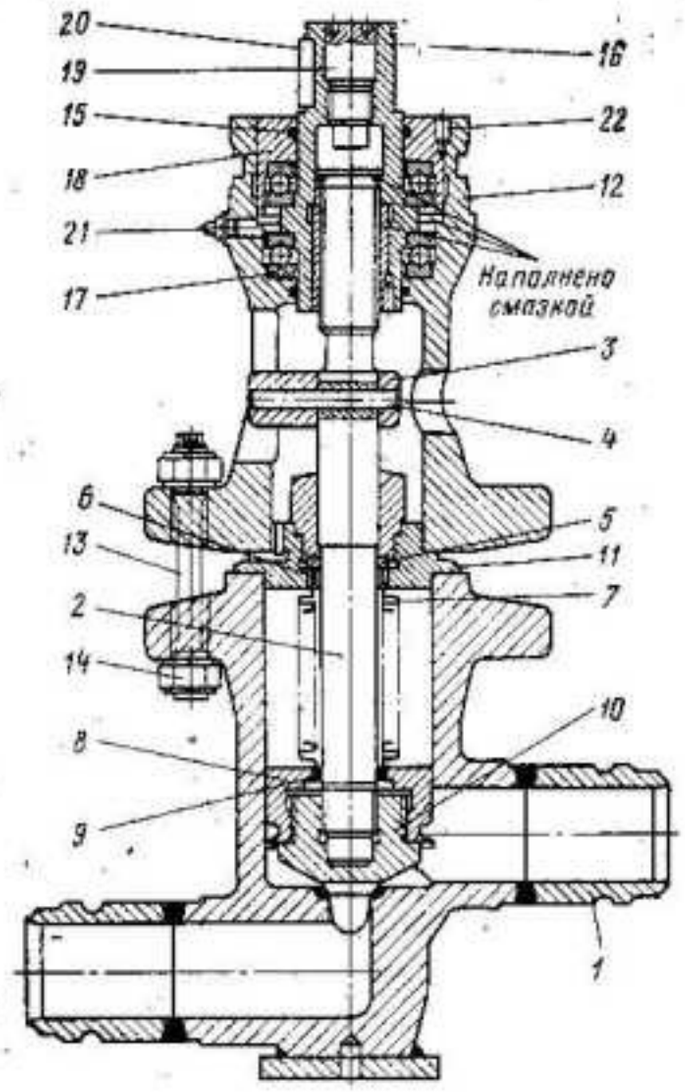


Рис. 12-12. Сильфонный запорно-регулирующий вентиль на p_y 16 МПа.

1 — корпус; *2* — шпиндель; *3* — сцепка; *4* — цилиндрический штифт; *5* — втулка направляющая; *6* — кольцо сальника; *7* — узел сильфона; *8* — кольцо; *9* — вставка; *10* — конус регулирующий; *11* — уплотняющий сварочный шов; *12* — крышка; *13* — болт-шпилька; *14* — шестигранная гайка; *15* — кольцо круглого сечения; *16* — втулка шпинделя; *17* — аксиальный шарикоподшипник; *18* — резьбовое кольцо; *19* — ограничитель хода; *20* — шпонка; *21* — пресс-масленка; *22* — резьбовой штифт.

только консервацию. Сильфонные вентили при монтаже устанавливаются так, чтобы при эксплуатации в номинальном режиме сильфоны и фланцевый разъем вентиля были разгружены.

При необходимости обработки концов патрубков арматуры под сварку на монтаже резка и снятие фасок производятся специальными трубообрезными станками или флюсовыми резаками с последующей обработкой фаски зачистными машинками.

Сборка арматуры с патрубками под сварку производится в специальных центровочных приспособлениях, обеспечивающих расположение осей стыкуемых труб и арматуры на одной прямой, концентричность и параллельность торцов труб и арматуры.

Перед сваркой бесфланцевой арматуры с трубопроводом следует предусмотреть установку временных подвижных опор или подвесок вблизи свариваемых стыков с целью разгрузки свариваемых стыков при сварке и термообработке от массы труб, арматуры и усадочных напряжений, возникающих во время сварки.

Перед приваркой бесфланцевую арматуру следует полностью открыть. После приварки и остывания затвор следует закрыть. Если приварка производилась без подкладных колец, то закрытие арматуры по окончании сварки допускается только после ее очистки изнутри.

Арматура должна устанавливаться точно по проекту с соблюдением указаний в рабочих чертежах и заводских паспортах на арматуру. Если не имеется специальных указаний по установке арматуры в проекте или паспортах заводов, то при установке арматуры штоки ее должны устанавливать вертикально. Отклонение штоков арматуры от вертикального положения в этих случаях не должно превышать 1°. Установка арматуры точно по проекту диктуется возможностью дистанционного ремонта арматуры во время эксплуатации и устройством дистанционного управления.

По этим же соображениям арматура, установленная на трубопроводах первого контура, не должна испытывать дополнительных напряжений во время работы и остановки АЭС от несоосной установки ее в трубопроводе и неправильного закрепления трубопровода.

После окончания всех работ по монтажу трубопровода и проведения положенных испытаний и проверок арматура должна быть заизолирована.

Предохранительные клапаны должны устанавливаться на патрубках или присоединительных трубопроводах, непосредственно присоединенных к оборудованию без промежуточных запорных органов.

Предохранительные клапаны на компенсаторах объема, барабанах-сепараторах, парогенераторах должны быть отрегулированы на давления, не превышающие приведенных в табл. 12-10.

Таблица 12-10

Давления, на которые регулируются контрольные и рабочие предохранительные клапаны

Номинальное избыточное давление, МПа	Давление начала открытия предохранительных клапанов	
	контрольного	рабочего
1,3—6,0	$1,03p_{раб}$	$1,05p_{раб}$
6,0—14,0	$1,05p_{раб}$	$1,08p_{раб}$
14,0—225	$1,08p_{раб}$	$1,08p_{раб}$

Рабочая среда, выходящая за предохранительный клапан, должна отводиться в безопасное место. Выброс радиоактивной среды в атмосферу не допускается.

Указатели уровня воды должны устанавливаться на компенсаторах объема, парогенераторах, барабанах-сепараторах, деаэраторах, а также на других сосудах, контроль за положением уровня в которых необходим по условиям ведения технологического процесса.

12-10. ИСПЫТАНИЕ И СДАЧА СМОНТИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Категории сварных соединений

Методы и объем контроля и испытания трубопроводов атомных электростанций назначает проектная организация в зависимости от категории сварного соединения в соответствии с требованиями Правил контроля сварных соединений ПК 1514-72, Правил Госгортехнадзора СССР и рабочих чертежей.

Категория сварных соединений устанавливается проектной организацией в соответствии с Правилами контроля ПК 1514-72 в зависимости от условий эксплуатации, возможности осмотра и ремонта. По этим правилам отдельные наиболее ответственные сварные соединения могут быть переведены в более высокую категорию.

Сварные соединения согласно Правилам ПК 1514-72 делятся на три категории:

Первая категория — сварные соединения (наплавка под сварку) трубопроводов, находящихся в контакте с вредными для обслуживающего персонала средами и недоступных для ремонта после монтажа или в процессе эксплуатации.

Вторая категория — сварные соединения (наплавка под сварку) трубопроводов, находящихся в контакте со средами, невредными для обслуживающего персонала, но недоступных для ремонта после монтажа или в процессе эксплуатации или находящихся в контакте со средами, вредными для обслуживающего персонала, но доступные или ограниченно доступные для ремонта; антикоррозионная наплавка.

Третья категория — сварные соединения (наплавка под сварку) трубопроводов, не находящихся в контакте со средами, вредными для обслуживающего персонала, и доступных для ремонта.

В зависимости от рабочего давления сварные соединения второй и третьей категорий подразделяются на группы:

Вторая категория, группа А — сварные соединения, работающие под давлением свыше 5,0 МПа, — условное обозначение на чертежах и схемах IIА.

Вторая категория, группа Б — сварные соединения, работающие под давлением до 5,0 МПа и ниже атмосферного (под вакуумом), — условное обозначение на чертежах и схемах контроля IIБ.

Третья категория, группа А — сварные соединения, работающие под давлением свыше 5,0 МПа, — условное обозначение на чертежах и схемах контроля IIIА.

Третья категория, группа Б — сварные соединения, работающие под давлением свыше 1,6 до 5,0 МПа, — условное обозначение на чертежах и схемах контроля IIIБ.

Третья категория, группа В — сварные соединения, работающие под давлением до 1,6 МПа и ниже атмосферного (под вакуумом), — условное обозначение на чертежах и в схемах контроля IIIВ.

Контроль качества сварных соединений трубопроводов может производиться следующими методами:

1) внешним осмотром и измерением;
2) ультразвуковой дефектоскопией;
3) просвечиванием проникающими излучениями;
4) магнитно-порошковой дефектоскопией;
5) цветной или люминесцентной дефектоскопией;
6) механическими испытаниями;
7) металлографическим исследованием;
8) испытанием на плотность;
9) гидравлическим испытанием;
10) испытанием на стойкость против межкристаллитной коррозии;
11) другими методами (стилоскопированием, замерами твердости, травлением, прогонкой шара и т. п.), если они предусмотрены действующими Правилами

Госгортехнадзора контроля сварных соединений, техническими условиями на изготовление трубопроводов или требованиями рабочих чертежей.

Если детали трубопровода с выполненными сварными соединениями подвергаются термической обработке, гибке, штамповке, механической обработке или другим технологическим операциям, которые могут повлиять на качество и свойства металла шва и основного металла, все предусмотренные контрольные операции должны быть проведены после выполнения конечной технологической операции.

Результаты контроля должны быть зафиксированы в соответствующих документах.

Испытание на плотность производится гелиевыми или галоидными течеискателями и другими методами, предусмотренными ГОСТ 3242-69.

Контролю гелиевым и галоидным течеискателями подвергаются сварные соединения оборудования, к которому предъявляются требования полной гелиевой плотности.

Контроль сварных соединений оборудования, заполненного в процессе эксплуатации гелием, должен производиться только гелиевым течеискателем.

Необходимость испытания на плотность конкретных сварных соединений и метод испытания должны быть указаны в рабочих чертежах.

Контроль гелиевым галоидным течеискателем должен выполняться после гидравлического испытания.

В случае отсутствия технологической возможности осушки внутренней полости после гидравлических испытаний вместо гелиевых или галоидных испытаний должно производиться испытание люминесцентно-гидравлическим методом. В этом случае испытание на плотность совмещается с гидравлическим испытанием на прочность. Сварные соединения считаются выдержавшими испытание на плотность, если в них не будет выявлено сквозных дефектов (несплошностей).

Гидравлическое испытание всех трубопроводов проводят после их изготовления и монтажа с целью проверки прочности и плотности сварных соединений в целом. Допускается совмещать гидравлические испытания отдельных деталей и узлов с гидравлическим испытанием укрупненных узлов, блоков в целом, если отдельные детали и узлы подвергались 100%-ному

контролю ультразвуком или иными равноценными неразрушающими методами дефектоскопии. Непосредственно перед гидроиспытанием необходимо произвести визуальный осмотр испытуемого трубопровода и убедиться в том, что все задвижки и вентили, которым положено быть закрытыми и открытыми, соответственно открыты и закрыты, открыты воздушники для выпуска из трубопровода воздуха, а все стыки заварены, установлены все опоры и подвески, закрыты все отверстия для установки контрольно-измерительных приборов и присоединения импульсных труб. Все вспомогательные системы и оборудование, участвующие в гидроиспытании трубопроводов I контура, до начала гидроиспытаний должны быть промыты и сданы в эксплуатацию с представлением актов по установленной форме.

Гидравлическое испытание трубопроводов первого контура производится химически обессоленной подогретой водой до температуры, указанной на рабочих чертежах. Давление при гидравлическом испытании оборудования и трубопроводов должно быть не менее определенного по формуле, МПа:

$$p_г = 1{,}25 \frac{[\sigma_н]^{t_г}}{[\sigma_н]^{t_р}} p, \qquad (12\text{-}8)$$

где p — рабочее давление, МПа; $[\sigma_н]^{t_г}$ — допускаемое напряжение при температуре гидроиспытаний, МПа; $[\sigma_н]^{t_р}$ — допускаемое напряжение при расчетной температуре, МПа.

При рабочем давлении менее 0,5 МПа давление гидроиспытаний должно быть не более 1,5 p, но не менее 0,2 МПа.

При рабочем давлении 0,5 МПа и более давление гидроиспытания должно быть не менее значения, определяемого по вышеприведенной формуле, но не менее $p+0{,}3$ МПа.

Мембранные напряжения при гидравлических испытаниях не должны превышать $1{,}35\,[\sigma_н]^{t_г}$, а сумма мембранных и изгибных напряжений — $1{,}5\,[\sigma_н]^{t_г}$.

Минимальная температура стенки $t_г$ при гидроиспытаниях трубопроводов после их изготовления должна быть не менее $t_г = t_{к0} + 30°C$, где $t_{к0}$ — критическая температура хрупкости, определяемая в соответствии с нормами расчета на прочность. Минимальная температура стенки при гидроиспытаниях трубопроводов в процессе эксплуатации должна быть не менее величины $t_г = t_{к0} + 30°C + \Delta t_{ст} + \Delta t_N + \Delta t_Ф$, где $\Delta t_{ст}$, $\Delta t_Ф$, Δt_N — сдвиги критической температуры хрупкости вследствие влияния циклической поврежденности, старения и облучения, определяемые в соответствии с нормами расчета на прочность.

Величина пробного давления и минимально допустимая температура стенки при гидроиспытании после изготовления должны быть указаны на чертеже общего вида трубопровода, в технических условиях на изготовление и в паспорте.

Для гидравлического испытания должна применяться вода. Измерение давления должно производиться по двум проверенным манометрам, один из которых контрольный.

Оборудование и трубопроводы считаются выдержавшими испытание, если в результате последнего не обнаружено разрывов, течи, потения и видимых остаточных деформаций.

Испытанию на стойкость против межкристаллитной коррозии по методу АМ (ГОСТ 6032-75) с дополнительным провоцирующим нагревом (в случае термообработки) или без него подвергаются поверхностный слой антикоррозионной наплавки, сварные соединения элементов оборудования из сталей аустенитного класса. Эти испытания устанавливаются требованиями технических условий на изготовление трубопроводов и указаниями рабочих чертежей.

По ГОСТ 6032-75 качество считается удовлетворительным, если при изгибе или сплющивании после кипячения на поверхности образцов отсутствуют трещины или надрывы межкристаллитного характера.

12-11. ОЧИСТКА ТРУБОПРОВОДОВ АТОМНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Очистка внутренних поверхностей труб, фасонных деталей и арматуры производится в процессе изготовления, во время ревизии арматуры, сборки блоков трубопроводов, монтажа трубопроводов, а также полностью смонтированных трубопроводов перед их сдачей в эксплуатацию.

Промывка и продувка смонтированных трубопроводов атомных электростанций выполняется в соответствии с программами, составленными наладочным или экс-

плуатационным персоналом, согласованными с проектной организацией и утвержденными главным инженером атомной электростанции.

Целью промывок и продувок трубопроводов является отмывка и очистка внутренних поверхностей трубопроводов от монтажных загрязнений путем циркуляции воды со скоростями, близкими к проектным, с доведением качества промывочной воды до норм, указанных в инструкциях.

Промывка трубопроводов АЭС производится в два этапа:

1) промывка трубопроводов на сброс;
2) циркуляционная промывка.

На первом этапе промывки все оборудование промываемой системы отключается от нее и байпасируется временными перемычками, расходомерные и дроссельные шайбы заменяются при этом монтажными вставками.

Контроль качества промывки ведется по прозрачности проб воды. Промывка считается законченной, когда прозрачность пробы воды, взятой из выходного патрубка или спускного устройства трубопровода, будет соответствовать прозрачности исходной воды.

Второй этап промывки трубопроводов, как правило, должен производиться до комплексного опробования.

Перед началом второго этапа должны быть закончены следующие работы:

1) индивидуальное испытание оборудования и трубопроводов;
2) демонтаж временных перемычек, врезок и подключение оборудования к трубопроводам системы по проекту;
3) установка проектных расходомеров и дроссельных шайб.

Для проведения промывок на втором этапе используется только химически обессоленная вода. Промывка выполняется циркуляцией воды по замкнутому контуру с непрерывной продувкой и подпиткой. Контроль качества промывочной воды ведется по результатам химического анализа проб воды, отбираемых с промываемых трубопроводов и оборудования в соответствии с программой промывки.

Промывка считается законченной, когда пробы воды, отобранные из трубопровода и оборудования, будут

удовлетворять по качеству требованиям соответствующих норм инструкций и технических условий.

Промывка систем трубопроводов, транспортирующих при эксплуатации АЭС обессоленную воду, также должна производиться химически очищенной водой; остальные системы промываются технической отфильтрованной водой, если нет специальных указаний в проекте.

Продувка трубопроводов производится очищенным воздухом, кроме паропроводов и питательных трубопроводов, которые продуваются паром от постороннего источника.

Предпусковая очистка смонтированных трубопроводов АЭС

К кислотной промывке трубопроводов приступают только после окончания всех монтажных работ и проверки плотности трубопроводов (схем) гидравлическим давлением и устранения всех выявленных дефектов.

Предпусковая очистка состоит из следующих последовательных операций: водные промывки, предварительное щелочение, водная отмывка, кислотная промывка, последующие водные отмывки, щелочения, водные отмывки, отмывки химически обессоленной водой или дистиллятом, осмотр оборудования после окончания всех процессов по очистке, аналогичных промывке трубопроводов тепловых электростанций.

Продувка паропроводов и питательных трубопроводов производится по аналогии с продувкой паропроводов тепловых электростанций.

До начала продувки паропровод и питательный трубопровод должны быть заизолированы и хорошо прогреты. Скорость прогрева и охлаждения паропровода из аустенитных сталей приведена в табл. 12-11.

Таблица 12-11

Скорость прогрева и охлаждения паропроводов из аустенитных сталей, °С/мин

Процесс	Диаметр паропровода и толщина стенки, мм				
	299×29	273×36	325×43	273×62,5	219×52
Прогрев	10,0	8,0	5,0	3,0	4,0
Охлаждение	8,0	6,0	5,0	2,0	3,0

Продувка паропровода и питательного трубопровода производится от действующих магистралей или пусковой котельной. Для продувки трубопроводов должен быть произведен расчет скорости пара. Энергия продувочного пара должна быть в 1,5 раза больше, чем при полной нагрузке.

Продувка трубопроводов производится в течение 15—20 мин при срабатывании давления пара от 0,75 $p_{раб}$ до 0,25 $p_{раб}$.

Глава тринадцатая

ТЕПЛОВАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

13-1. НАЗНАЧЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Тепловая изоляция трубопроводов служит для сохранения тепла, транспортируемого средой по трубопроводу, снижения разности температур между наружной и внутренней стенками труб и уменьшения температурных напряжений, возникающих во время разогрева и охлаждения трубопровода, защиты горячих поверхностей деталей трубопроводов от охлаждения, создания нормальных температурных условий для обслуживающего персонала и предотвращения несчастных случаев от ожогов.

При качественном выполнении и хорошем состоянии тепловой изоляции трубопроводов потери тепла в окружающую среду трубопроводами по отношению к потерям тепла всего изолированного оборудования составляют от 15 до 20% для конденсационных и до 25% для теплофикационных электрических станций. По правилам технической эксплуатации электрических станций при температуре окружающего воздуха 25°С температура наружной поверхности изоляции трубопроводов должна быть не более 45°С для трубопроводов с температурой теплоносителя $t \leqslant 500$°С и не более 48°С для трубопроводов с температурой теплоносителя $500 < t < 650$°С.

В дальнейшем температура на внешней поверхности изоляции должна быть еще понижена до минимально возможной. Коэффициент теплопроводности и объемная масса тепловой изоляции в конструкции должны быть по возможности низкими, чтобы при минимальной толщине слоя изоляции иметь минимальные температуры на поверхности изоляции трубопроводов, минимальные

массу и объем изоляции изолированных трубопроводов. Тепловая изоляция должна обладать достаточной механической прочностью и не разрушаться в течение всего срока службы трубопроводов. Конструкция изоляции должна обеспечивать в требуемых местах монтаж, демонтаж и ремонт деталей трубопроводов.

Тепловая изоляция не должна препятствовать свободному доступу к оборудованию и не создавать неудобств в работе обслуживающего персонала.

Материалы, применяемые для тепловой изоляции, не должны оказывать вредного действия на обслуживающий персонал во время выполнения работ по тепловой изоляции и эксплуатации оборудования, а также должны быть нейтральными к металлу стенок труб и деталей трубопроводов, сохранять свои теплофизические и механические свойства в течение всего периода эксплуатации, обладать хорошей транспортабельностью без потери качества.

В зависимости от температуры трубопроводов для тепловой изоляции применяются материалы согласно табл. 13-1.

Особо тщательно должны быть выполнены работы по теплоизоляции паропроводов свежего пара, паропределительной коробки, парозапорной и регулирующей арматуры, трубопроводу пара к турбонасосу и эжекторам, работающим при температуре теплоносителя 500°С и выше. Тепловая изоляция этих участков трубопроводов должна быть выполнена из высококачественных материалов до пуска турбины.

Трубопроводы отборов пара, работающие при 130—300°С, и другие трубопроводы, работающие при тех же температурах теплоносителя, должны иметь тепловую изоляцию с долговечным сроком службы и неизменными теплотехническими показателями. Для удлинения срока службы теплоизоляции и сохранения ее теплотехнических показателей изоляцию с наружной стороны покрывают металлической обшивкой или высококачественной прочной отделкой.

Арматура, фланцевые соединения, точки замера ползучести металла, сварные швы должны иметь съемную конструкцию изоляции с удобными креплениями и минимальной массой. В местах установки арматуры, подвергаемой частым ремонтам, рационально изоляцию выполнять съемной с применением покровного слоя по-

Таблица 13-1

Материалы, применяемые для тепловой изоляции трубопроводов

Наименование	ГОСТ или ТУ	Марка: Объемная масса, кг/м³, или краткая характеристика	Предельная температура применения, °С
Маты минераловатные прошивные в стеклохолсте	МРТУ 719-68	100 / 75—125	150
Скорлупы минераловатные на связке из фенольных смол	ТУ 136-63 ГМСС СССР	— / 125	300
Полуцилиндры минераловатные на синтетическом связующем материале (ГОСТ 9153-66)	ТУ 36-886-67 ГМСС СССР	— / 125	300
Маты минераловатные прошивные в стеклянной ткани	МРТУ 719-68	200 / 176—225	400
Маты минераловатные прошивные в асбестостеклянной ткани АСТ-1	МРТУ 719-68	200 / 176—225	500
Скорлупы совелитовые	ГОСТ 6788-74	350 / 350	500
Скорлупы известково-кремнеземистые (ИКИ)	МРТУ 34-460-68	— / 225	650
Изделия из минеральной ваты, высокотемпературостойкие плиты и сегменты универсальные	МРТУ 34-350-68	— / 250	600
Плиты и сегменты известково-кремнеземистые	МРТУ 34-460-68	— / 250	600
Асбест хризолитовый	ГОСТ 12871-67*	М-5-50 П-3-50 К-6-30 К-6-30	700
Вермикулит вспученный	ГОСТ 12865-67	100 / 100	1100
Асбестовый картон	ГОСТ 2850-75	1000×1000, $\delta = 4$ мм	600

Продолжение табл. 13-1

Наименование	ГОСТ или ТУ	Марка: Объемная масса, кг/м³, или краткая характеристика	Предельная температура применения, °С
Фольга алюминиевая	ГОСТ 618-73	АД 0,09×400	600
Матрицы вермикулитовые в стеклоткани	ГОСТ 13450-68	200	600
Плиты, скорлупы, сегменты перлитовые на цементной связке	СРТУ 21-4-64	250 / 250	600—650

вышенной прочности или покрытой металлическими защитными обшивками (рис. 13-1).

Тепловая изоляция компенсаторов в связи с изменением их формы должна быть выполнена с учетом их тепловой деформации с устройством швов в местах компенсации.

Для закрепления изоляции применяются проволочные крючки и штыри, проволочная сетка, кольца и металлические бандажи. Во избежание сползания изоляции на вертикальных участках трубопроводов через каждые 3—4 м прикрепляются разгружающие устройства — стальные опорные полки (рис. 13-2).

Съемная изоляция должна по всем теплотехническим показателям не уступать теплоизоляции трубопроводов и предохранять обслуживающий персонал от ожогов, позволять легко и удобно производить осмотры и ремонты, не затруднять работу персонала при обслуживании, легко собираться и разбираться.

При увлажнении тепловой изоляции значительно возрастает коэффициент теплопроводности и ускоряется разрушение ее из-за уменьшения механической прочности изоляции, усиливается процесс наружной коррозии стальных трубопроводов. Поэтому в местах, где возможно попадание воды или влаги от испарений, тепловая изоляция должна иметь хорошую защитную отделку, или должна быть защищена металлическими кожухами из нержавеющих материалов, или быть хорошо покрашена защитной от воды краской.

Для повышения производительности труда и улучшения качества работ в настоящее время применяются индустриальные теплоизоляционные изде-

лия для трубопроводов (скорлупы и матрицы). Скорлупы изготовляются на заводах и затем в готовом виде доставляются на строительную площадку. Скорлупы изготовляются внутренним диаметром по наружному диаметру трубопровода, для изоляции которого они предназначены, а наружный диаметр скорлупы зависит от толщины слоя изоляции и равен внутреннему диаметру плюс толщина изоляции (рис. 13-3).

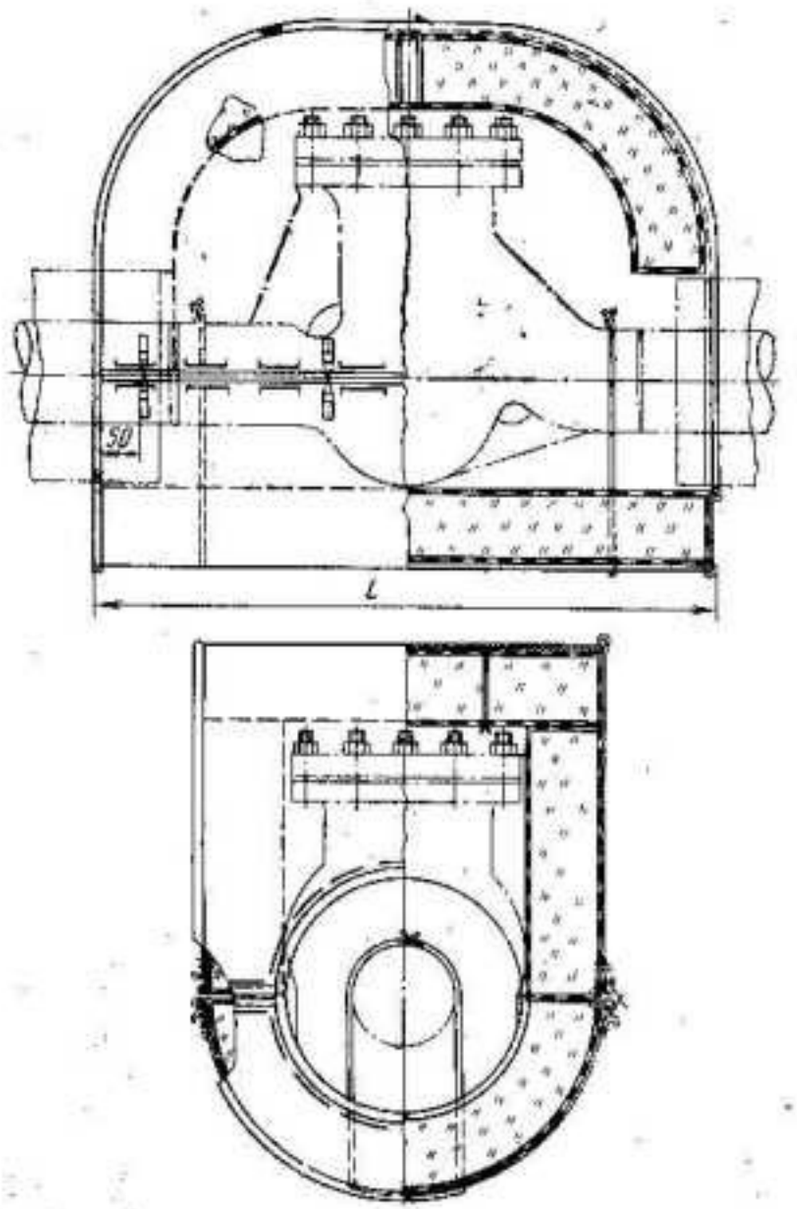


Рис. 13-1. Съемная изоляция обратного клапана.

Матрацы из теплоизоляционных материалов также изготовляются заранее в мастерских или на строительной площадке из сетки, которая набивается изоляционным материалов — шлаковатой. Размер матрацев выбирается исходя из диаметров трубопроводов, для изоляции которых предназначены матрацы, и удобств работы. Толщина матраца выбирается по толщине изоляции. При-

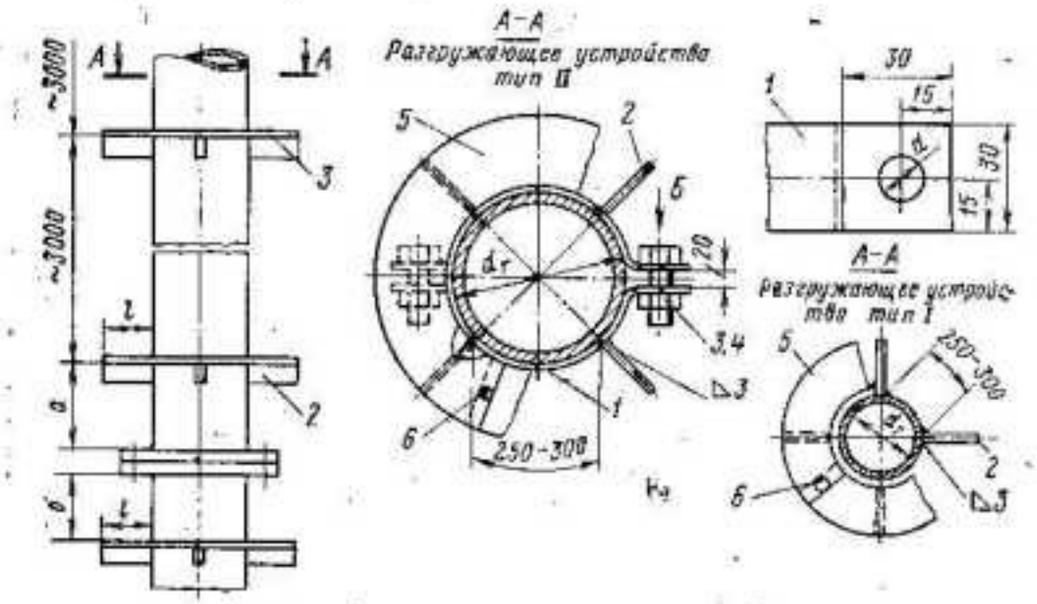


Рис. 13-2. Разгружающие устройства.
1 — бандаж; *2* — ребро; *3* — болт; *4* — гайка; *5* — элемент диафрагмы; *6* — винт самонарезающий.

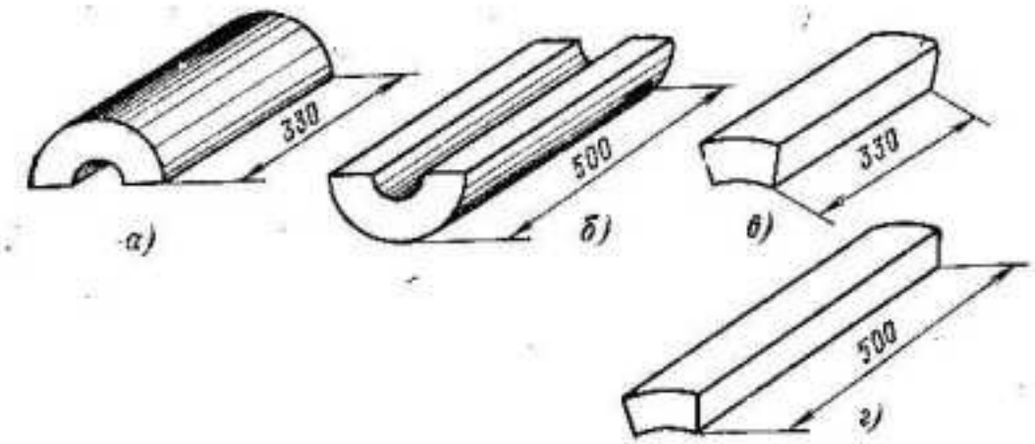


Рис. 13-3. Скорлупы и сегменты.
а — диатомитовые скорлупы; *б* — совелитовые и асбоцементные скорлупы; *в* — диатомитовые сегменты; *г* — совелитовые сегменты.

меняются матрацы среднего размера — 1000×500××100 мм.

Фасонные части трубопроводов, арматура и места установки реперов для замера ползучести металла труб изолируются изделиями, выполненными в металлических чехлах на замках.

Конструкция изоляционного слоя трубопровода зависит от изоляционных свойств материалов, которые применяются для изоляции трубопровода и даются в проекте (рис. 13-4).

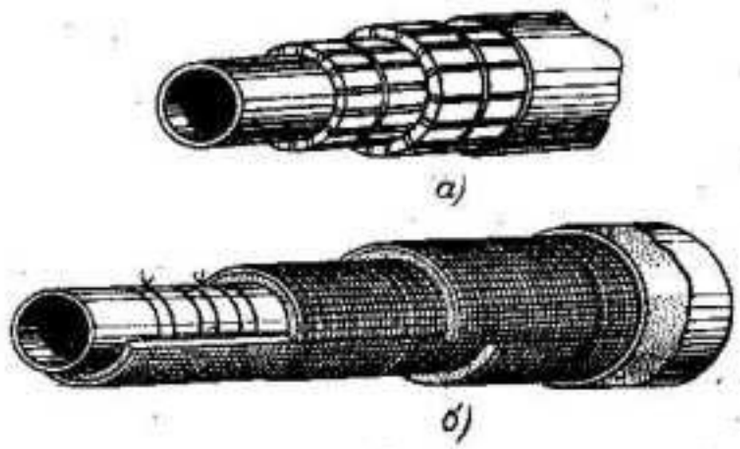


Рис. 13-4. Изоляция трубопровода.
а — сегменты из совелитовых труб; *б* — маты из минеральной ваты.

При изоляции трубопроводов шлаковатой на трубопровод надеваются кольца из диатомитового кирпича, связанные вязальной мягкой проволокой. Поверх колец надевается металлическая сетка. Сетка сшивается проволокой, и в нее плотно набивается шлаковата до получения ровной цилиндрической формы. Сверху сетки наносится выравнивающий слой штукатурки с асбозуритом. Слой штукатурки окрашивается краской или покрывается кровельным железом или матерчатой оклейкой, а затем окрашивается.

13-2. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Важнейшим техническим требованием к тепловой изоляции является ее малая теплопроводность. Для сравнения величины теплопроводности различных материалов служит коэффициент теплопроводности

λ, измеряемый в Вт/(м·К). Воздух обладает низким коэффициентом теплопроводности.

Объемная масса обозначается ρ. Если обозначить объем материала в кубометрах через V, а массу его в килограммах через g, то мы можем объемную массу ρ_0, кг/м³, выразить следующей формулой:

$$\rho_0 = \frac{g}{V}. \qquad (13\text{-}1)$$

Как правило, объемную массу определяют на образцах, высушенных при 105—110°С.

Объемную массу (плотность) изделий в натуре при естественной влажности вычисляют по формуле

$$\rho_0 = \frac{g}{V}\left(1 - \frac{W_{\text{масса}}}{100}\right). \qquad (13\text{-}2)$$

где g — масса изделия, кг; V — объем изделия, м³; W — масса влажности изделия, %.

Сравнение удельной массы и объемной массы данного материала характеризует степень его пористости. Если удельную массу материала обозначить $\rho_у$, а объемную массу через ρ_0, то пористость $П$ может быть выражена в процентах по объему формулой:

$$П = \left(1 - \frac{\rho_0}{\rho_у}\right) 100. \qquad (13\text{-}3)$$

Из приведенной формулы видно, что чем ниже объемная масса, тем выше пористость.

При однородном строении пор для большинства материалов существует почти прямая зависимость между коэффициентом теплопроводности и объемной массой.

Пористость теплоизоляционных материалов колеблется от 50 до 98%.

Кроме названных показателей теплоизоляционных материалов имеют место еще и такие показатели, как влагоемкость, механическая прочность, температуростойкость, термостойкость, теплоемкость, температуропроводность, газопроницаемость, химическая активность и стойкость, индустриальность, удобоукладываемость.

Перечисленные показатели приводятся в паспортах на каждый материал. В зависимости от температуры протекающей среды для тепловой изоляции трубопроводов применяются материалы, приведенные в табл. 13-1.

При выполнении работ по теплоизоляции трубопроводов кроме соблюдения общих правил по технике безопасности на строительно-монтажных работах необходимо защищать от стекловолокна глаза, лицо, открытые места кожи и органы дыхания.

13-3. ОКРАСКА И НАДПИСИ НА ТРУБОПРОВОДАХ

После окончания работ по тепловой изоляции трубопроводы окрашиваются в технологические цвета; кроме того, согласно Правилам Госгортехнадзора СССР на трубопроводах должны быть нанесены надписи, приведенные в табл. 13-2.

По этим же правилам не допускается различная окраска одного и того же трубопровода, проходящего по нескольким помещениям.

На трубопроводах должны быть надписи следующего содержания:

1) на магистральных линиях — номер магистрали (римской цифрой) и стрелка, указывающая направление движения, а при возможном движении среды в оба направления даются две стрелки, направленные в обе стороны;

2) на ответвлениях вблизи магистрали — номер магистрали (римской цифрой), буквенные обозначения агрегата, номер агрегата (арабской цифрой) и стрелка, указывающая направление движения;

3) в ответвлениях от магистралей вблизи агрегатов — номер магистрали (римской цифрой) и стрелки, указывающие направление движения.

На трубопроводах с наружным диаметром изоляции менее 150 мм надписи наносятся на специальных табличках, прикрепляемых с помощью хомутов на трубопроводах (над или под ними) в вертикальной плоскости. Надписи должны быть видны с мест управления вентилями, задвижками и т. п. В местах выхода и входа трубопровода в другое помещение надписи обязательны.

На вентилях, задвижках и проводах должны быть надписи следующего содержания:

1) номер или условное обозначение запорного или регулирующего органа, соответствующие эксплуатационным схемам и инструкциям;

2) на магистральных линиях — номер магистрали (римской цифрой);

3) указатель направления вращения в сторону закрытия (З) и сторону открытия (О).

При расположении штурвалов управления вблизи агрегатов нанесение буквенного обозначения и номера агрегата не обязательно.

Надписи на арматуре и проводах располагаются следующим образом:

1) при расположении штурвала вблизи корпуса вентиля (задвижки) — на корпусе или изоляции вентиля (задвижки) или на специальной табличке, жестко соединяемой с ними;

Таблица 13-2

Цвета окраски трубопроводов

Наименование теплоносителя	Условное обозначение	Цвет окраски	
		основной	кольца
Перегретый пар (свыше 14 МПа)	П. П./в. д.	Красный	Черный
Перегретый пар свежий высокого давления (от 3,9 до 14 МПа)			
Перегретый пар среднего давления (до 3,9 МПа)	П. П./с. д.	"	Без колец
Пар промежуточного перегрева среднего давления	П. Пр./с. д.	"	Голубой
Насыщенный пар свежий	П. Н.	"	Желтый
Отборный пар и противодавление	П. О.	"	Зеленый
Вода химочистки	В. Х.	Зеленый	Белый
Конденсат	В. К.	"	Синий
Питательная вода	В. П.	"	Без колец
Дренаж и продувка	В. Д.	"	Красный
Техническая вода	В. Т.	Черный	Без колец
Пожарный водопровод	В. пож.	Оранжевый	" "
Тепловые сети:			
1) прямая	П. С.	Зеленый	Желтый
2) обратная	О. С.	"	Коричневый
Маслопроводы	—	Коричневый	—
Газопроводы природного газа	—	Желтый	—
Ацетилен	—	Белый	—
Кислород	—	Голубой	—
Сжатый воздух	—	Синий	—
Углекислота	—	Оранжевый	—
Щелочи	—	Фиолетовый	—
Прочие вещества	—	Серый	—
В зависимости от наружного диаметра трубопровода цветные кольца имеют ширину, мм	50	70	100
Наружный диаметр трубопровода или изоляции, мм	<150	150—300	300

2) при дистанционном управлении при помощи штурвала — на колонке или кронштейне штурвала;

3) при дистанционном управлении с помощью цепи — на табличке, неподвижно соединенной с кронштейном цепного колеса и закрепленной в положении, обеспечивающем наилучшую видимость с площадки управления;

4) при дистанционном управлении вентилем или задвижкой, расположенными под полом площадки обслуживания, при помощи съемного штурвала (конец вала утоплен в полу и закрыт крышкой) — на крышке с внутренней и внешней стороны;

5) при дистанционном управлении с помощью электропривода — у пускового включателя, на вентиле или задвижке.

Глава четырнадцатая

КОНТРОЛЬ, ИСПЫТАНИЕ И СДАЧА СМОНТИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

14-1. НАЗНАЧЕНИЕ И СОДЕРЖАНИЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

После окончания всех работ по монтажу трубопровода (паропровода, питательного трубопровода, трубопровода циркуляционной воды и т. д.) комиссией, состоящей из представителей дирекции строящейся электростанции, монтажной организации, генерального подрядчика и наладочной организации, производится освидетельствование и приемка выполненных работ.

Целью освидетельствования трубопроводов после окончания монтажа является проверка законченности всех работ, выполненных в соответствии с проектом.

При освидетельствовании трубопроводов проверяется:

1) соответствие выполненных работ проекту и соблюдение проектных уклонов;

2) законченность сварочных работ и проведение термообработки сварочных соединений (для трубопроводов, выполненных из легированных сталей);

3) наличие бобышек и гильз для термометров, заборных устройств для контрольно-измерительных приборов и автоматики;

4) наличие приварных реперов для замера ползучести и контрольных участков на паропроводах, работающих при 450°С и выше;

5) прочность закрепления опор и подвесок и правильность их установки;

6) выполнение проектной затяжки пружин, опор и подвесок;

7) отсутствие защемлений трубопроводов в опорах и строительных конструкциях, перекрытиях и стенах;

8) легкость открытия и закрытия арматуры, правильность установки указателей открытия и закрытия, а для приводной арматуры, кроме того, действие конечных выключателей;

9) исправность работы дистанционных приводов арматуры;

10) наличие лестниц и площадок для обслуживания арматуры, расположенной в недоступных местах;

11) наличие монтажной исполнительной технической документации;

12) наличие контрольно-измерительных приборов и автоматики;

13) наличие указателей тепловых перемещений паропроводов во время их эксплуатации;

14) наличие маяков на сварных стыках паропроводов и трубопроводах питательной воды;

15) наличие и выполнение тепловой изоляции в соответствии с проектом;

16) наличие и исправная работа дренажных устройств, спускных линий и воздушников.

Освидетельствование трубопроводов во время эксплуатации производится периодически в сроки, установленные согласно Правилам Госгортехнадзора СССР.

При монтаже трубопроводов 1-й категории должны быть составлены монтажные формуляры на сборочно-сварочные работы (рис. 14-1).

В формуляры должны быть включены:

1) схема расположения и нумерация всех деталей, элементов и сварных соединений трубопровода;

2) марки стали, номера плавок металла и номера труб, из которых изготовлены детали и элементы трубопровода;

3) марки и размеры использованных при сварке присадочных материалов;

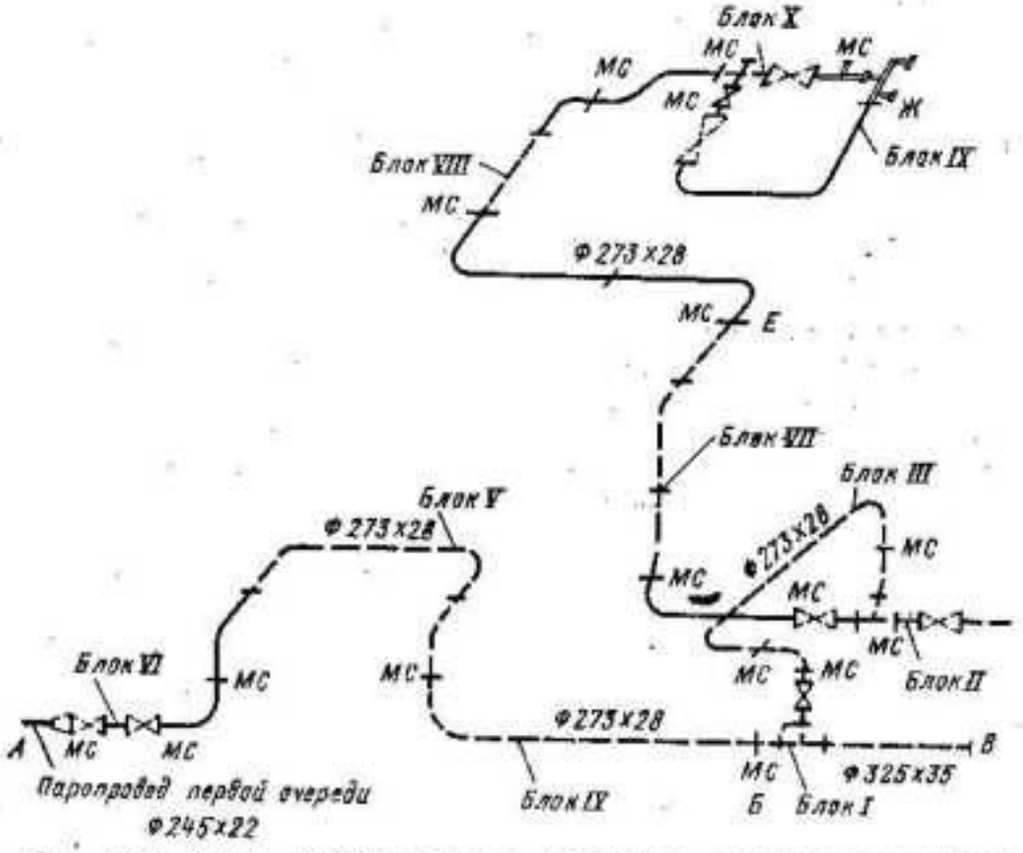


Рис. 14-1. Схема трубопровода с указанием сварных монтажных стыков (МС).

Трубопроводы, показанные на схеме пунктиром, монтируются блоками.

4) режим термообработки труб, деталей, гибов и сварных соединений;

5) виды и результаты проведенного контроля неразрушающими методами дефектоскопии труб, деталей, гибов и сварных соединений;

6) клейма сварщиков, выполнявших сварные соединения.

Контроль качества сварных соединений трубопроводов производится следующими методами:

1) внешним осмотром и измерением;

2) ультразвуковой дефектоскопией;

3) просвечиванием проникающим излучением (рентгено- или гаммаграфированием);

4) механическими испытаниями;

5) металлографическим исследованием;

6) гидравлическим испытанием;

7) другими методами (стилоскопированием, замерами твердости, травлением, цветной дефектоскопией и т. п.), если они предусмотрены инструкцией.

Контроль качества сварных соединений должен производиться после проведения термической обработки, если таковая является обязательной.

Методы и объем контроля указываются проектной организацией в проекте в зависимости от категории трубопровода, материала, из которого изготовлен трубопровод, и условий работы трубопровода.

После приемки трубопровода комиссией составляется акт узловой сдачи-приемки. К акту поузловой сдачи трубопровода должны быть приложены: акты на скрытые работы; исполнительные чертежи и схемы или монтажные схемы, акты на гидравлическое испытание арматуры, готовность строительных и электромонтажных работ, акты на наладку приводов арматуры.

14-2. ПОРЯДОК ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ И РЕГИСТРАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ СОГЛАСНО ПРАВИЛАМ ГОСГОРТЕХНАДЗОРА

Согласно правилам Госгортехнадзора по безопасному устройству и эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды все трубопроводы, подведомственные Госгортехнадзору СССР, до пуска их в эксплуатацию подлежат наружному и внутреннему осмотру, гидравлическому испытанию, приемке и регистрации местными органами (инспекциями) Госгортехнадзора СССР.

Редукционно-охладительные установки (РОУ) должны регистрироваться совместно с паропроводом со стороны высокого давления, при этом должна предъявляться техническая документация на все элементы РОУ от входной до выходной задвижек со стороны низкого давления как на элементы, работающие с параметрами со стороны высокого давления.

Трубопроводы 1-й категории с условным проходом более 70 мм, а также трубопроводы 2-й и 3-й категорий с условным проходом более 100 мм должны быть до пуска в работу зарегистрированы в местных органах Госгортехнадзора.

Другие трубопроводы, на которые распространяются правила Госгортехнадзора, подлежат регистрации на предприятии, являющемся владельцем трубопровода.

Регистрация трубопровода в местных органах Госгортехнадзора производится на основании письменного

заявления администрации с предъявлением следующих документов:

1) паспорта трубопровода установленной формы;

2) исполнительной схемы трубопровода (рис. 14-1) с указанием на ней:

а) диаметров и толщин стенок труб;

б) схемы расположения опор, компенсаторов, арматуры, спускных, продувочных и дренажных устройств, а также сварных соединений с указанием расстояний между ними;

в) схемы расположения реперов контроля ползучести и контрольных участков (для трубопроводов, работающих при температурах, вызывающих ползучесть металла) для наблюдения за изменениями структуры; кроме того, должны представляться данные стилоскопического анализа при применении легированных сталей и потрубных исследований исходного состояния металла, выполняемых в соответствии с «Инструкцией по контролю и наблюдению за металлом паропроводов и пароперегревателей»;

3) свидетельства о качестве изготовления и монтажа трубопроводов по установленной Госгортехнадзором форме;

4) акта приемки в эксплуатацию трубопровода электростанцией от монтажной организации;

5) паспорта и другой документации на сосуды, являющиеся неотъемлемой частью трубопровода по установленной Госгортехнадзором форме.

Госгортехнадзор при соответствии документации трубопровода требованиям Госгортехнадзора ставит в паспорте трубопровода штамп о регистрации и возвращает паспорт со всеми приложенными к нему документами владельцу трубопровода (электростанции).

По [Л. 10] разрешение на эксплуатацию вновь смонтированных трубопроводов, подлежащих регистрации в органах Госгортехнадзора СССР, выдается инспектором Госгортехнадзора после регистрации трубопроводов на основании акта приемки их предприятием-владельцем (электростанцией) от монтажной организации и технического освидетельствования.

Разрешение на эксплуатацию трубопроводов, не регистрируемых в органах Госгортехнадзора СССР, выдается лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, на основании

проверки документации и результатов произведенного им освидетельствования.

Разрешение на эксплуатацию трубопроводов, подлежащих регистрации в местных органах Госгортехнадзора, записывается в паспорт трубопровода инспектором котлонадзора, а не подлежащих регистрации — лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию их.

Разрешение на пуск в работу трубопроводов как регистрируемых в органах Госгортехнадзора СССР, так и нерегистрируемых, выдается лицом, ответственным за исправное состояние и безопасное действие трубопроводов (начальником цеха, в ведении которого находится трубопровод), и оформляется записью в сменном журнале.

14-3. ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ И ПНЕВМАТИЧЕСКОЕ ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

Гидравлические испытания смонтированного трубопровода производятся с целью проверки прочности и плотности сварных и фланцевых соединений и трубопровода в целом.

Таблица 14-1

Пробные давления

Наименование подвергаемых испытанию трубопроводов	Пробное давление $P_{пр}$, МПа	Примечание
Трубопроводы, непосредственно связанные с парогенератором	Пробное давление для парогенератора	Для питательных линий за рабочее давление принимается напор, который могут развить питательные насосы при закрытых задвижках
Трубопроводы всех категорий, кроме непосредственно связанных с парогенератором	$1{,}25p_{раб}$	
Отдельные сварные части трубопроводов; компенсаторы, колена, тройники	$2p_{раб}$	В тех случаях, когда в условиях монтажа не представляется возможность произвести испытание на давление $2p_{раб}$, разрешается испытание на давление $1{,}25p_{раб}$

Величины пробных давлений, независимых от рабочего давления, при испытании трубопроводов, подведомственных Госгортехнадзору, приведены в табл. 14-1.

По [Л. 10] гидравлическому испытанию подлежат:

1) все элементы, детали и блоки трубопроводов;

2) гидравлическое испытание указанных элементов и блоков трубопроводов не является обязательным, если все составляющие их элементы были подвергнуты 100%-ному контролю ультразвуком или иным равноценным методом неразрушающей дефектоскопии.

Смонтированные трубопроводы, как правило, испытывают без тепловой изоляции. Трубопроводы из бесшовных труб можно испытывать с тепловой изоляцией, но в этом случае сварные стыки не должны быть изолированы и доступны для осмотра.

Процесс гидравлического испытания трубопровода состоит из следующих операций:

1) заполнения трубопровода водой, причем вентили для выпуска воздуха (воздушники) должны быть открыты до тех пор, пока из них не пойдет вода;

2) осмотра трубопровода при заполнении водой с целью выявления течи в соединениях и в сварных швах;

3) спуска воды и устранение выявленных дефектов;

4) вторичного заполнения трубопровода водой и подъем давления при помощи насосов или гидравлического пресса до рабочего, предусмотренного проектом или техническими условиями для данного трубопровода, затем повторный осмотр трубопровода;

5) подъем давления до пробного и выдержка при этом давлении в течение 5 мин;

6) снижения пробного давления до рабочего и осмотр трубопровода с легким обстукиванием сварных швов молотком массой 1—1,5 кг.

Гидравлическое испытание трубопроводов высокого давления производится после просвечивания гамма-лучами, проверки ультразвуком, устранения выявленных дефектов и термообработки сварных стыков.

Считается, что трубопровод выдержал гидравлическое испытание, если во время испытания не снизилось давление по манометру, не оказалось признаков разрыва, не замечено остаточных деформаций, не появляется слезок и потения в сварных швах.

При гидравлическом испытании трубопроводов всех назначений температура воды, предназначенная для заполнения трубопроводов, не должна превышать 60°С и быть не ниже +5°С.

Гидравлическое испытание трубопроводов, как правило, должно производиться при температуре не ниже +5°С и только в отдельных случаях допускается производство гидравлических испытаний трубопроводов диаметром более 150 мм при —10°С, но при этом необходимо следить за непрерывным подогревом нижних дренажных штуцеров и за тем, чтобы были отсоединены трубопроводы мелких диаметров, а также ликвидированы сквозняки.

При гидравлическом испытании неответственных трубопроводов при температуре ниже нуля применяется раствор хлористого кальция. Температура замерзания раствора хлористого кальция характеризуется следующими данными:

Содержание хлористого кальция в растворе, %	11,5	16,5	18,9	20,9	22,8	25,7
Температура замерзания, °С	—7,1	—12,7	—15,7	—19,2	—23,3	—32,2

В зависимости от температуры окружающего воздуха приготавливают надлежащий раствор хлористого кальция и заполняют им трубопровод для испытания. Испытания следует производить отдельными участками.

Раствор хлористого кальция следует применять с соблюдением всех правил по технике безопасности. После окончания гидравлического испытания с применением хлористого кальция он должен быть хорошо промыт и просушен воздухом.

При гидравлическом испытании трубопроводов, примыкающих к действующим трубопроводам, необходимо по возможности освободить примыкающие участки трубопроводов от рабочей среды и открыть все дренажные вентили, а при отсутствии дренажей и наличии возможностей ослабить болты на фланцевом соединении ранее работающего участка трубопровода и поставить заглушки.

В случаях отсутствия указанных возможностей гидравлику трубопроводов всех назначений, кроме паропроводов, можно производить при надежно работающих

отключающих запорных органах действующих трубопроводов или установке вторых вентилей.

При гидравлическом испытании паропроводов необходимо, чтобы был отключен примыкающий участок паропроводов и на примыкающем паропроводе были открыты дренажи.

Пневматические испытания на прочность производят сжатым воздухом или инертным газом по нормам, указанным в проекте или технических условиях. На электростанциях испытываются сжатым воздухом на прочность и плотность газопроводы, трубопроводы водорода для охлаждения генераторов, а также могут испытываться трубопроводы $D_в$ свыше 600 мм по согласованию с эксплуатацией.

При пневматическом испытании давление в трубопроводе следует поднимать постепенно по ступеням:

для трубопроводов с $p_{раб}$ до 0,2 МПа — сначала при 0,6 $p_{пр}$, а затем при $p_{пр}$;

для трубопроводов с рабочим давлением от 0,2 до 10,0 МПа — сначала при 0,3 $p_{пр}$, а затем при 0,6 $p_{пр}$ и, наконец, при $p_{пр}$.

При пробном давлении трубопровод выдерживают в течение 5 мин, затем снижают давление до рабочего, выдерживают при рабочем давлении и делают осмотр.

После испытания трубопроводов на прочность производит испытание его на плотность. Если пневматическому испытанию предшествовало гидравлическое испытание трубопроводов, то трубопровод следует продуть воздухом с целью удаления оставшейся влаги.

В связи с тем, что при пневматическом испытании при повышении температуры давление воздуха в трубопроводе поднимается и при понижении температуры падает, испытания на плотность необходимо начинать после того, как температура воздуха в трубе сравняется с температурой окружающего воздуха.

Пневматическое испытание трубопровода на плотность производится в следующей последовательности:

1) подъем давления до пробного со ступенями, аналогичными ступеням при пневматическом испытании трубопровода на прочность;

2) отключение испытываемого трубопровода от компрессора и выдержка при пробном давлении не менее 30 мин;

3) снижение давления до рабочего и выдержка при рабочем давлении;

4) снятие давления и подсчет величины утечки.

Пробное давление, время выдержки и норма утечки при пневматическом испытании трубопроводов принимаются в соответствии с указаниями в проекте или по техническим условиям.

Норма утечки воздуха или газа при испытании на плотность коротких участков трубопроводов, соединяющих отдельные аппараты, регламентируется нормами испытаний на плотность аппаратов.

Места утечки определяются обмазыванием фланцевых соединений, разъемов на фланцах арматуры, сальников арматуры и сварных швов мыльным раствором — 0,5 кг мыла на ведро горячей воды.

Испытание трубопроводов на вакуум. Перед испытанием трубопровода, работающего при вакууме, его продувают сухим сжатым воздухом до установки арматуры и присоединения трубопровода к аппаратам. Испытание на герметичность производится очищенным воздухом или азотом при избыточном давлении 0,05—0,07 МПа.

Вторичное испытание на герметичность производят после установки всей арматуры, опор и подвесок, присоединения к аппаратам и закрытия всех штуцеров, предназначенных для контрольно-измерительных приборов. Испытание осуществляется путем наполнения паровой части конденсатора паровой турбины и присоединенных к ним трубопроводов и отборов до горизонтального разъема цилиндра турбины водой с последующим осмотром и устранением выявленных дефектов.

При гидравлическом испытании трубопроводов необходимо выполнять следующие правила по технике безопасности:

1) рабочие, участвующие в работах по гидравлическому испытанию трубопроводов, должны быть предварительно проинструктированы:

а) о размещении арматуры и заглушек;

б) о способах удаления воздуха из трубопроводов;

в) о недопустимости исправления дефектов под давлением;

г) о недопустимости повышения испытательного давления сверх норм, установленных правилами Госгортехнадзора или действующими техническими условиями;

д) о приемах простукивания сварных швов трубопроводов, находящихся под давлением;

2) для проведения гидравлического испытания трубопроводов, расположенных на высоте свыше 3 м, должны устраиваться помосты или другие приспособления, обеспечивающие возможность безопасного осмотра трубопровода;

3) до начала гидравлического испытания трубопроводов должно быть проверено отключение их заглушками от действующих коммуникаций. При бесфланцевой арматуре с давлением среды 3,9 МПа и выше разрешается отключать аппарат (сосуд) или участок трубопровода двумя последовательно установленными запорными органами при наличии между ними дренажного устройства диаметром условного прохода не менее 32 мм, имеющего прямое соединение с атмосферой. В этом случае должны быть заперты на замок приводы задвижек и дренажей. Ключи от замка должны храниться у администрации. На отключенной арматуре, кроме того, должны быть вывешены плакаты с надписью: «Не включать — работают люди»;

4) наполнение трубопроводов водой может производиться при помощи питательного или любого другого насоса, напор которого при закрытой задвижке не превышает рабочее давление трубопровода;

5) манометры, применяемые при гидравлическом испытании трубопровода, должны быть проверены и опломбированы государственными контрольными лабораториями по измерительной технике;

6) запрещается производить гидравлическое испытание участков трубопроводов, имеющих на конце задвижку или заглушку, по другую сторону которой находится пар или вода с температурой выше 100°С.

14-4. ПРАВИЛА ИСПЫТАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ

Все вновь сооружаемые газопроводы испытываются на прочность и на плотность на давления, указанные в табл. 14-2.

Испытание газопроводов на прочность и плотность производится воздухом. Надземные и внутрицеховые газопроводы с давлением свыше 0,3 МПа должны испытываться на прочность водой.

Таблица 14-2

Давления при испытании на плотность и прочность газопроводов согласно Правилам Госгортехнадзора

Рабочее давление в газопроводе, МПа	Подземные и надземные (наружные) газопроводы				В помещениях промышленных и коммунальных предприятий				ГРП и ГРУ			
	на прочность		на плотность		на прочность		на плотность		на прочность		на плотность	
	Давление, МПа	Время, ч	Давление, МПа	Время, ч	Давление, МПа	Время, ч	Давление, МПа	Время, ч	Давление, МПа	Время, ч	Давление, МПа	Время, ч
Низкое: до 0,005	0,3	1	1	Подземные — не менее 24 ч, надземные — не менее 30 мин	0,1	1	0,01	Не менее 1	0,3	1	0,1	12
Среднее: от 0,005 до 0,1	0,45	1	0,3	То же	0,2	1	0,1	Не менее 1	0,45	1	0,3	12
от 0,1 до 0,3	0,45	1	0,3	» »	0,45	1	0,3	Не менее 12	0,45	1	0,3	12
Высокое: от 0,3 до 0,6	0,75	1	0,6	» »	0,75	1	1,25 $p_{раб}$, но не более 0,6	Не менее 12	0,75	1	0,6	12
от 0,6 до 1,2	1,5	1	1,2	» »	1,5	1	1,5 $p_{раб}$, но не более 1,2	Не менее 12	1,5	1	1,2	12

При проведении испытаний газопроводов должны применяться при испытательном давлении до 0,1 МПа — U-образные манометры, заполняемые водой или ртутью; при испытательном давлении свыше 0,1 МПа — пружинные манометры класса не ниже 1,5 (по ГОСТ 2405-72 при испытании на прочность) и образцовые манометры (по ГОСТ 6521-72), а также пружинные контрольные манометры или дифманометры при испытании на плотность.

Считаются выдержавшими испытания на плотность:

1) подземные распределительные газопроводы всех давлений и подводок к зданиям—если фактическое падение давления за время испытания не превышает расчетной величины, определяемой по формулам: для газопроводов постоянного диаметра

$$\Delta p = \frac{300T}{D_в}, \qquad (14\text{-}1)$$

где Δp — расчетное падение давления, мм рт. ст.; $D_в$ — внутренний диаметр газопровода, мм; T — продолжительность испытания, ч; для газопровода, имеющего участки с различным диаметром,

$$\Delta p = \frac{0{,}3T(d_1 l_1 + d_2 l_2 + \ldots + d_n l_n)}{d^2_1 l_1 + d^2_2 l_2 + \ldots + d^2_n l_n}, \qquad (14\text{-}2)$$

где $d_1, d_2, \ldots, d_n$ — внутренние диаметры участков газопровода, м; $l_1, l_2, \ldots, l_n$ — длина участков газопроводов, м.

Фактическое падение давления, мм. рт. ст., в газопроводе за время испытания определяется по формуле:

$$\Delta p = (H_1 + B_1) - (H_2 + B_2), \qquad (14\text{-}3)$$

где H_1 и H_2 — показания манометров в начале и конце испытания, мм рт. ст.; B_1 и B_2 — показатели барометра в начале и конце испытаний, мм рт. ст.;

2) наземные газопроводы всех давлений — при отсутствии в течение 30 мин видимого падения давления по манометру и утечек воздуха при проверке соединений обмыливанием;

3) газопроводы в помещениях промышленных и коммунальных предприятий:

а) газопроводы НД — если падение давления не превысило 60 мм вод. ст. в 1 ч;

б) газопроводы среднего давления (до 0,1 МПа) — если падение давления за 1 ч не превысило 1,5%.

Величина фактического падения в газопроводе за время испытания его на плотность определяется по формуле:

$$\Delta p = 100\left(1 - \frac{p_{кон} t_{нач}}{p_{нач} t_{кон}}\right). \qquad (14\text{-}4)$$

Газопровод считается выдержавшим испытание на плотность, если падение давления в нем, подсчитанное по приведенной формуле, не превысит величины:

$$K = \frac{50T}{D_{вн}}, \qquad (14\text{-}5)$$

где K — допустимая величина падения давления, %; T — продолжительность испытания, ч; $D_{вн}$ — внутренний диаметр испытуемого трубопровода, мм.

Если испытуемый газопровод состоит из участков различных диаметров, средний внутренний диаметр газопровода определяется по формуле

$$D_{ср} = \frac{D^3_1 l_1 + D^3_2 l_2 + \ldots + D^3_n l_n}{D_1 l_1 + D_2 l_2 + \ldots + D_n l_n}, \qquad (14\text{-}6)$$

где $D_1, D_2, \ldots, D_n$ — внутренние диаметры участков газопровода, мм; $l_1, l_2, \ldots, l_n$ — длина участков газопроводов, соответствующая указанным диаметрам, м;

4) ГРП (газораспределительный пункт) — если падение давления за 12 ч не превышает 1% начального давления.

Подъем и снижение давления при проведении испытаний должны производиться плавно. Газопроводы и ГРП при испытании на прочность выдерживаются под давлением не менее 1 ч, после чего давление снижается до нормы, установленной для испытания на плотность, и производится осмотр, во время которого поддерживается постоянное давление.

Устранение выявленных дефектов должно производиться после снижения давления в газопроводе до атмосферного.

Во время подъема давления при испытании газопровода на прочность устанавливается наблюдение. Наблюдающие должны находиться на расстоянии не менее 3 м от газопровода. Испытание газопроводов воздухом должно производиться в присутствии инженера по технике безопасности и прораба. Во время испытания обстукивание газопроводов, находящихся под давлением, запрещается.

После окончания монтажа и испытания газопроводы должны окрашиваться масляной краской в светло-коричневый цвет.

Смонтированное и испытанное на прочность и плотность внутреннее газовое оборудование должно быть предъявлено монтажной организацией приемочной комиссии в составе: заказчика, монтажной организации, эксплуатационной организацией и Госгортехнадзора.

Монтажная организация должна предъявить комиссии следующую техническую документацию:

1) проект с внесенными в него изменениями в процессе монтажа;

2) акты испытания газопроводов на прочность и плотность;

3) акт на проверку чистоты внутренней поверхности трубопроводов (продувку);

4) акты на скрытые работы.

14-5. ИСПЫТАНИЯ НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ АЦЕТИЛЕНА, КИСЛОРОДА И ПРОПАН-БУТАНА

После монтажа подвергают гидравлическому испытанию на прочность:

1) ацетиленопроводы — на давление, определяемое по формуле, МПа:

$$p_{\text{исп}} = 13\,(p_{\text{раб}} + 1) - 1, \qquad (14\text{-}7)$$

где $p_{\text{исп}}$ — дополнительное давление, МПа; $p_{\text{раб}}$ — рабочее давление, МПа;

2) кислородопроводы — на давление 1,25 $p_{\text{раб}}$, но не менее 0,2 МПа;

3) трубопроводы пропан-бутана — на давление 1,25 $p_{\text{раб}}$, выдерживая под испытательным давлением не менее 1 ч, после чего давление снижают до рабочего и производят осмотр трубопроводов с обмыванием всех соединений и арматуры;

4) трубопроводы электролизерной — на давление, равное 1,5 $p_{\text{раб}}$.

После устранения всех выявленных во время гидравлического испытания на прочность дефектов производят испытание на плотность азотом или сжатым воздухом: кислородопроводы — на рабочее давление, ацетиленопроводы — на 0,3 МПа. Для кислородопроводов воздух не должен быть загрязнен маслом.

После наложения изоляции или засыпки грунтом в течение 10 мин трубопроводы продувают воздухом или азотом со скоростью 15—20 м/с для удаления окалины воды и затем подвергают контрольному испытанию на плотность сжатым воздухом или азотом под давлением: ацетиленопроводы — 1,5 $p_{\text{раб}}$, но не менее 0,1 МПа, а кислородопроводы — $p_{\text{раб}}$.

Испытываемый ацетиленопровод выдерживается под давлением не менее 24 ч, а кислородопровод — не менее 12 ч, после чего определяют утечки, которые не должны превышать: для кислорода давлением до 0,1 МПа — 1%, а давлением свыше 0,1 МПа — 0,5%; для ацетилена — 0,5% в 1 ч от объема газа, находящегося в трубопроводе в начале испытания.

Утечки за 1 ч, %, определяется по формуле:

$$V = \frac{100}{A}\left[1 - \frac{p_{\text{н}}\,(273 + t_{\text{н}})}{p_{\text{к}}\,(273 + t_{\text{к}})}\right], \qquad (14\text{-}8)$$

где A — время испытания, ч; $p_{\text{н}}$ и $p_{\text{к}}$ — абсолютное давление в трубопроводе соответственно в начале и конце испытания, МПа; $t_{\text{н}}$ и $t_{\text{к}}$ — температура газа в трубопроводе соответственно в начале и конце испытания, °С.

После всех испытаний ацетиленопроводы должны быть продуты азотом чистотой не менее 97,5%, причем количество продуваемого азота должно быть не менее 3—4-кратного объема продуваемого трубопровода.

Ацетиленопровод считается продутым от воздуха, если содержание кислорода в выходящем азоте составляет не менее 3,5%.

Перед пуском в эксплуатацию ацетиленопровод должен быть продут ацетиленом. Продувка может быть закончена при содержании кислорода в продувочных газах концевых участков, не превышающем 3%.

Обезжиривание смонтированных ацетиленопроводов, как правило, не производится.

Перед пуском в эксплуатацию кислородопроводы должны быть продуты кислородом, причем объем продуваемого кислорода должен превышать емкость трубопровода не менее чем в 3 раза.

Трубопроводы пропан-бутана выдерживают под испытательным давлением не менее 1 ч, после чего давление снижается до рабочего и производят осмотр трубопроводов с омыливанием всех стыков и арматуры.

Трубопроводы считаются выдержавшими испытание на плотность при отсутствии видимого падения давления на манометре и утечек воздуха при проверке соединений омыливанием. Трубопровод непосредственно перед заполнением должен продуваться инертным газом или парами сжиженного газа. Окончание продувки определяют по содержанию кислорода в выходящей газовоздушной смеси. Продувка считается законченной при содержании кислорода в смеси не более 1% по объему.

Испытание на газовую плотность трубопроводов электролизерной производится сжатым воздухом от баллонов, подключенных через азотную рампу при давлении 1,0 МПа для установки СЭУ-4 и 1,2 МПа для установки ЭФ-12/6-12. От общестанционной компрессорной установки сжатый воздух применять не рекомендуется, так как он может быть загрязнен маслом. После устранения всех выявленных неплотностей определяют суточную утечку воздуха при начальном избыточном давлении 1,0 МПа. Утечка воздуха не должна превышать 1% объема воздуха в системе.

14-6. ВОДНАЯ И ХИМИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА ВНУТРЕННИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ

После окончания монтажа трубопровода, проведения гидравлического испытания и устранения выявленных дефектов производится промывка трубопроводов и включенных в них баков и сосудов технической осветленной водой. Баки и сосуды, а также трубопроводы больших диаметров перед промывкой очищается от мусора, ржавчины и окалины. Все станционные трубопроводы промываются технической осветленной водой по заранее продуманной и согласованной схеме, предусматривающей промывку всех участков трубопроводов. При промывке, а также и продувке внутренние поверхности трубопроводов очищаются от случайных предметов и загрязнений. Полностью удалить ржавчину, окалину, сварочный грат и песок, пригоревший во время гибки труб, не удается. На время промывки во всасывающем трубопроводе, по возможности ближе с насосу, устанавливают конусную сетку, обращенную конусом против движения струи воды. Сетка изготовляется из листовой стали толщиной 2—3 мм с отверстиями диаметром 2—3 мм.

Суммарное сечение отверстий сетки должно быть в 2,5—3 раза больше сечения трубопровода. По мере засорения сетки вынимаются и очищаются. На конце промывочного трубопровода устанавливается временный трубопровод сечением не менее 50% сечения промываемого трубопровода. Скорость воды в промываемых трубопроводах должна быть в 1,5 раза больше нормальной. Схема промывки трубопровода изображена на рис. 14-2.

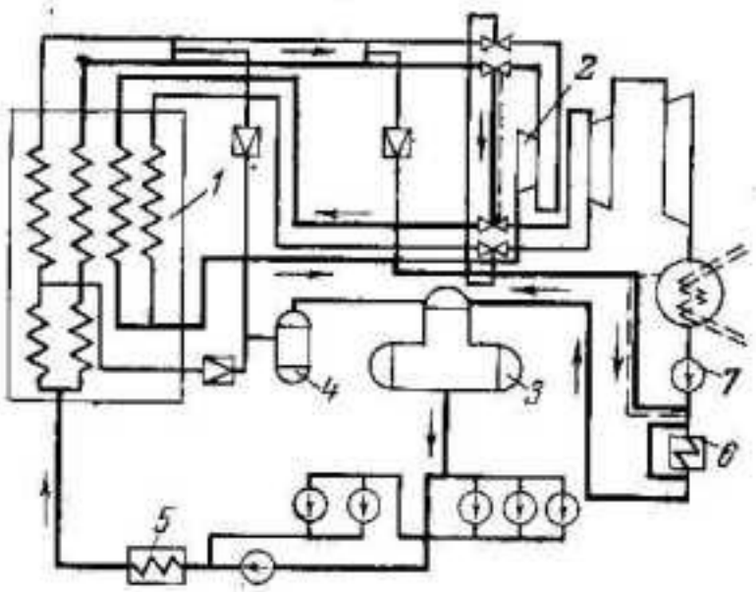


Рис. 14-2. Схема кислотной промывки трубопроводов совместно с котлом.

1 — пароперегреватель; *2* — турбина; *3* — деаэратор; *4* — растопочный сепаратор; *5* — подогреватель высокого давления; *6* — подогреватель низкого давления; *7* — конденсатный насос.

Во время промывки все запорные органы на трубопроводах должны быть полностью открыты, а внутренности из регулирующих и обратных клапанов вынуты. Промывка трубопроводов регулируется запорным вентилем на насосе. Промывку трубопроводов проводят до полного осветления промывочной воды.

Если не предусматривается после водной промывки кислотная промывка, то питательные трубопроводы и трубопроводы от деаэраторов к питательным насосам и деаэраторные баки после промывки их осветленной водой промывают химически очищенной или питательной водой.

При промывке питательной водой трубопровод вначале прогревают через байпас, а затем промывают при полностью открытой задвижке до появления светлой воды.

Качество промывки определяется анализом воды на механические примеси и наличие железа. При удовлетворительном качестве анализов воды промывка считается законченной.

После окончания промывки необходимо восстановить проектную схему трубопровода, снять сетки, вскрыть тупиковые заглушки и очистить трубопроводы, демонтировать временный промывочный трубопровод, установить измерительные шайбы и контрольно-измерительные приборы, предварительно промыв все импульсные трубки, идущие к приборам.

Для удаления ржавчины, окалины, сварочного грата, пригоревшего песка при гибке труб, жировых отложений, а также образования на внутренней поверхности защитной антикоррозионной пленки трубопроводов, работающих при давлении 10,0 МПа и выше, производят предпусковую щелочно-кислотную или гидразинно-кислотную промывку. Химическую очистку производят питательным магистралям, паропроводам, подогревателям высокого давления с паровой и водяной стороны, деаэраторам 0,6 МПа по схемам, разработанным пусконаладочной организацией. Технология и схема предпусковой химической очистки, а также моющие растворы выбираются с учетом типа оборудования, параметров среды, конструктивных особенностей и свойств металла, оборудования или отдельных его элементов.

Предпусковая кислотная промывка включает в себя комплекс операций по очистке внутренних стенок трубопровода от исходных загрязнений окислами железа, а также защите очищенных поверхностей от дальнейшей коррозии.

Предпусковая кислотная очистка состоит из следующих последовательных операций: водных промывок, предварительного щелочения, водной отмывки, кислотной промывки, последующих водных отмывок, щелочения, водных отмывок, осмотра оборудования после окончания всех процессов по химической очистке.

Осмотр оборудования после очистки. После окончания всех операций по комплексу кислотной промывки доступные внутренние поверхности трубопро-

водов и арматуры должны быть очень тщательно осмотрены на предмет выяснения степени их очистки, а также выборочно произведена проверка арматуры.

При выборе схемы и производстве кислотных промывок необходимо исходить из следующих требований и соображений:

1) обычные углеродистые и низколегированные стали перлитного класса можно промывать по любому из упомянутых выше способов, исходя лишь из соображений требуемой эффективности очистки и возможностей получения реагентов;

2) при промывке оборудования, содержащего элементы из сталей аустенитного класса, которые легко подвергаются коррозионному растрескиванию под действием щелочей и растворов, содержащих хлор-ионы, применение соляной кислоты и едкого натра не допускается;

3) необходимо также учитывать и свойства сталей, примененных в арматуре; азотированные стали, например, из которых изготовляются шпиндели, крайне чувствительны к кислотным растворам, особенно к подогретому раствору соляной кислоты.

При наличии в очищаемом оборудовании участков из аустенитной стали необходимо применять либо кристаллическую лимонную кислоту, либо маточные растворы, не содержащие загрязнений (хлоридов), опасных для аустенитной стали.

Для щелочения оборудования с элементами из аустенитной стали применяется только водный раствор аммиака (значение pH≈10), приготавливаемый из концентрированного (20—25%) раствора аммиака.

В качестве основного метода очистки трубопроводов рекомендуется очистка циркулирующим кислотным раствором.

Гидразинно-кислотный раствор применяется при одновременной горячей циркуляционной очистке всех элементов контура, т. е. собственно парогенератора с пароперегревателями, питательным трактом, подогревателями высокого давления, деаэраторами и паропроводами.

Раствор ингибированной лимонной кислоты из-за дефицитности ее до настоящего времени применяется для очистки особо ответственных объектов и блоков 300 МВт, включающих недренируемые элементы парогенераторов и элементы из аустенитных сталей, а также

конструктивно сложные и подверженные забиванию окалиной устройства.

Во всех случаях применения для промывок 5%-ной соляной кислоты растворы их должны содержать замедлители коррозии — ингибиторы.

При кислотных промывках трубопроводов, а также для приготовления щелочного и кислотного растворов используется осветленная сырая вода. Для водной отмывки после кислотной обработки — осветленная сырая вода с окончанием операции на химически обессоленной воде или конденсате.

Для приготовления раствора гидразина при кондиционировании используется умягченная вода невысокой степени минерализованности (500—800 кг/кг) или химически обессоленная вода.

14-7. ПРОДУВКА ПАРОПРОВОДОВ

Для очистки внутренних стенок труб паропроводов от окалины, ржавчины и удаления посторонних предметов производят продувку паром по заранее составленной и хорошо продуманной схеме (рис. 14-3).

Сечение на конце продувочного трубопровода берется размером 60% сечения продуваемого паропровода с температурой пара 510°С, а для паропровода с температурой пара 510—570°С — по расчету. Продувочный

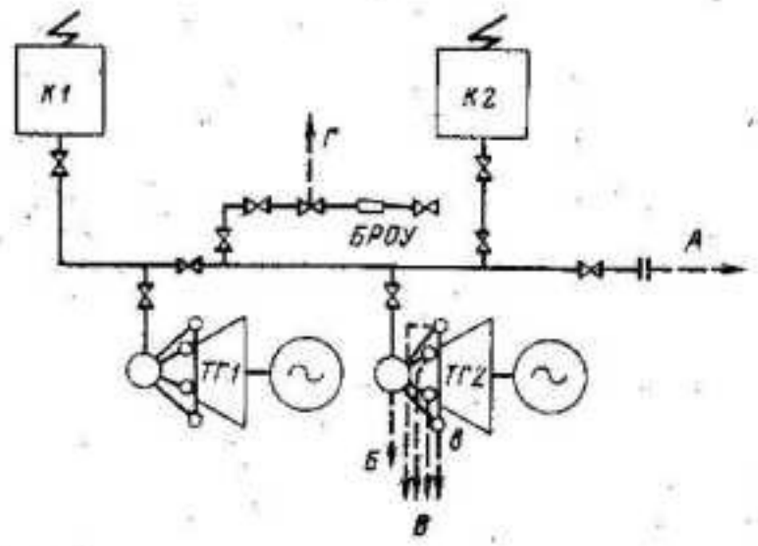


Рис. 14-3. Схема продувки паропровода (проектные трубопроводы изображены сплошной линией; пунктирной линией — трубопроводы продувки).

трубопровод на конце должен быть надежно укреплен, не иметь крутых колен и по возможности быть прямым. До начала продувки паропровода должны быть установлены все опоры и подвески, а также выполнены все монтажные работы согласно проекту. Все гильзы для термометров, термопары и заборные устройства перед продувкой должны быть вынуты, а отверстия для их установки заглушены металлическими пробками. Колена после неподвижных опор и колена на продувочном трубопроводе до начала продувки должны быть надежно закреплены к строительным конструкциям.

Конец продувочного трубопровода должен быть выведен в безопасное место и закреплен. Во время продувки паропровода место выхода пара должно надежно охраняться.

На всей продуваемой трассе до начала продувки необходимо полностью открыть все запорные задвижки, кроме задвижки для регулирования продувки, и дренажные вентили для обеспечения свободного стока конденсата во время прогрева трубопровода.

Регулирование продувки должно вестись временно установленной задвижкой в конце продувочного участка трубопровода или одной из задвижек в начале трубопровода.

До начала продувки паропровод должен быть полностью вчерне заизолирован, леса сняты, выполнены все необходимые противопожарные мероприятия, установлены указатели расширения трубопроводов, а также должен быть проинструктирован персонал, участвующий в продувке паропровода.

До начала продувки паропровод хорошо прогревают, чтобы во время продувки в стенках труб не создавались чрезмерные напряжения, а в трубах — гидравлические удары. Через байпас поднимают давление в продуваемом трубопроводе до установленного для продувки давления со скоростью 0,1 МПа/мин.

Продувка паропровода блока производится на скользящих параметрах; от действующих магистралей — при рабочем давлении в них, а от парогенераторов — при давлении в последних, равном $0{,}75p_{раб}$, при полностью открытой главной запорной паровой задвижке.

Для продувки паропроводов, работающих при температуре пара 540—570°С, должен быть произведен расчет скорости пара в трубах.

Энергия продувочного пара должна превышать энергию пара при полной нагрузке паропровода в 1,5 раза. Продувка паропроводов производится в течение 15—20 мин при полностью открытой задвижке и снижении давления в парогенераторе до $0{,}25p_{раб}$. После окончания продувки восстанавливают проектную схему трубопровода, убирают все временные трубопроводы, устанавливают измерительные шайбы, термометры и другие контрольно-измерительные приборы, производят запись в монтажном журнале или составляют акт о производстве продувки.

Продувка паропроводов $D < 50$ мм производится без устройства продувочных трубопроводов. В данных случаях разболчивают фланцевые соединения на конце трубопровода по ходу пара, устраивают защиту оборудования от повреждения и продувают эти трубопроводы в помещение машинного зала. В зависимости от назначения отборов от турбин трубопроводы перед установкой очищаются от посторонних предметов, ржавчины и окалины и затем зачищаются щетками и продуваются сжатым воздухом.

Продувка паропроводов промышленных отборов производится паром, так же как и вышеописанных паропроводов, а трубопроводов $D > 500$ мм — сжатым воздухом. Продувка паропроводов промперегрева может производиться паром от РОУ или при пониженных параметрах пара от парогенератора по заранее составленной и утвержденной схеме в сторону турбины или парогенератора.

Продувка паропроводов выхлопа турбин, работающих с противодавлением и подающих пар на турбины, работающие на более низких параметрах, производится от постороннего источника пара в атмосферу по заранее согласованной схеме продувки. Во всех случаях продувок паропроводов необходимо соблюдать правила техники безопасности и противопожарной охраны.

Прогрев паропроводов и трубопроводов горячей воды. Прогрев трубопровода и в особенности паропроводов является очень серьезной и ответственной операцией. Для каждого трубопровода должен быть установлен режим и время прогрева.

В начале прогрева при подаче пара с температурой более 100°С, когда паропровод холодный и температура стенок не превышает 20—40°С, происходит быстрая кон-

денсация пара и возникают гидравлические удары, вызывающие в стенках труб значительные напряжения. В это время на внутренних стенках трубопроводов образуется пленка конденсата и вследствие повышения коэффициента теплопередачи от конденсирующего пара к стенке трубы происходит очень быстрый нагрев тонкого слоя металла у внутренней поверхности стенки, в то время как остальная и наружная часть стенки трубы сохраняют еще температуру 20—40°С.

С момента пуска пара до полного прогрева паропровода на внутренней обогреваемой стенке трубы возникают сжимающие, а на наружной стенке растягивающие напряжения. Эти напряжения зависят от режима и скорости прогрева паропровода и могут колебаться в очень больших пределах.

Во время прогрева паропроводов прогрев фланцев и литых фасонных деталей с утолщенной стенкой значительно отстает от прогрева труб, а прогрев шпилек отстает от прогрева фланцев, прогрев арматуры намного может отставать от прогрева фланцев и шпилек. Следовательно, во время прогрева и в названных деталях паропроводов также возникают тепловые напряжения.

У трубопроводов даже с небольшой толщиной стенки трубы необходимо учитывать значительные разности температур внутренней и наружных стенок, возникающие в стадии прогрева.

Скорость прогрева деталей и паропроводов в значительной степени зависит от состояния тепловой изоляции.

Так как разности температур деталей трубопроводов самыми большими бывают во время подачи пара в паропровод, а пар в момент начала прогрева всегда насыщенный, то режим прогрева можно регулировать давлением пара, подаваемого в паропровод для прогрева.

В дальнейшем, когда температура труб и деталей возрастет, необходимо регулировать прогрев температурой пара.

Рекомендуются два способа прогрева паропроводов.

1. Непрерывный подъем давления. В начале паропровод через обвод прогревается дросселированным паром с давлением не более 0,03—0,05 МПа. Спустя некоторое время давление пара в трубопроводе

постепенно повышается путем постепенного увеличения открытия обвода и прикрытия дренажей на паропроводе.

При подъеме давления пара в парогенераторе паропровод от него и паропровод на турбину прогреваются. Прогрев продолжается с момента подъема давления в парогенераторе при полностью открытой паровой запорной задвижке и по линии трубопровода до поднятия полного давления в паропроводе. Регулирование прогрева производят дренажными вентилями на конце трубопроводов.

При блоке парогенератор — турбина способ прогрева паропровода постепенным подъемом давления в парогенераторе при полностью открытой главной запорной задвижке является одним из совершенных.

Для наблюдения за подъемом температуры на внутренней и наружной поверхностях стенки трубы, а также на арматуре, фланцах и шпильках должны быть установлены термопары.

2. Подъем давления ступенями. При отсутствии термопар для наблюдения за температурой стенки труб можно прогрев регулировать по давлению и температуре пара. Порядок прогрева в данном случае устанавливается следующий. Приоткрывают впускной вентиль и устанавливают в трубопроводе давление пара. Когда температура наружной стенки трубы достигнет 90% температуры внутренней стенки, увеличивают открытие впускного вентиля и снова выравнивают температуры стенок. Повторными приоткрытиями впускного вентиля достигают подъема давления пара в паропроводе до рабочего и полного прогрева паропровода. После прекращения конденсации пара, которая указывает на то, что паропровод прогрет полностью, некоторое время прогревают паропровод перегретым паром до полного выравнивания температур всех его деталей. В зависимости от конструкции паропроводов прогрев их осуществляется на 5—6 подъемов давления.

При подъеме давления в паропроводе ступенями первоначальный скачок температур допустим не более 60°С, что соответствует подъему давления не более 0,1 МПа. Скорость прогрева паропровода в среднем должна быть для паропроводов среднего давления не выше 15°С/мин и паропроводов высокого и сверхвысокого давлений не более 5—8°С/мин.

При прогреве паропроводов независимо от способа прогрева и в особенности в первый момент необходимо следить за тем, чтобы в паропроводе не было гидравлических ударов.

При появлении гидравлических ударов необходимо увеличить открытие дренажей по линии трубопровода и уменьшить подачу пара в паропровод до прекращения гидравлических ударов. Если при этом гидравлические удары не исчезают, необходимо проверить работу дренажных устройств, наладить их работу и только после этого возобновить прогрев. После исчезновения гидравлических ударов увеличивают подачу пара на прогрев паропроводов.

При промывке и продувке трубопроводов необходимо выполнять следующие правила по технике безопасности:

1) монтажный персонал, принимающий участие в промывке или продувке трубопроводов, должен быть проинструктирован и расставлен по местам для наблюдения за ходом операций и за состоянием трубопровода, его опор и подвесок; промывка и продувка должны производиться с участием эксплуатационного персонала, прошедшего соответствующий инструктаж;

2) до начала продувки трубопровода вся трасса его должна быть освобождена от лесов, подмостей, досок и очищена от мусора; особое внимание должно быть обращено на уборку легковоспламеняющихся материалов во избежание их загорания;

3) паропровод к началу продувки должен быть полностью заизолирован. Все скользящие и направляющие опоры должны быть очищены от мусора и крошек бетона, оставшихся после подливки опор и могущих вызвать защемление трубопровода;

4) временный трубопровод, предназначенный для продувки паропроводов, должен прокладываться на опорах (рис. 14-4) с учетом его теплового удлинения; в местах обслуживания его следует покрыть тепловой изоляцией;

5) перед продувкой необходимо внимательно проверить:

а) надежность закрепления трубопровода на опорах и самих опор;

б) все ли шпильки установлены на фланцах, ослабленные шпильки и болты необходимо подтянуть;

в) надежность крепления выхлопной трубы (в атмосферу) во избежание ее разрушения;

г) установку заглушек, надежность действия запорной арматуры;

д) отсутствие на трассе посторонних лиц;

6) во время продувки трубопровода запрещается находиться против или вблизи открытого конца трубы, через который производится продувка; опасная зона



Рис. 14-4. Схема установки опор на выхлопном трубопроводе.
1 — неподвижная опора; *2* — направляющая опора; *3* — упор, воспринимающий реакцию выхлопной струи пара; *4* — продуваемый паропровод; *5* — временный паропровод продувки.

у выхода должна быть ограждена, в ночное время освещена, доступ в нее прекращен, для чего следует выставить дежурного;

7) в случае загорания каких-либо предметов вблизи трубопровода тушить огонь следует песком во избежание попадания воды на горячий трубопровод;

8) в случае разрыва стыков паропровода, разрушения арматуры, срыва опор и других аварий подача пара в систему должна быть немедленно прекращена;

9) перед разболчиванием фланцев и снятием крышки с арматуры необходимо убедиться в том, что внутри трубопровода нет пара или воды; гайки на фланцевых соединениях следует отвертывать с противоположной стороны от места нахождения рабочего.

14-8. ВКЛЮЧЕНИЕ ПАРОПРОВОДОВ, ТРУБОПРОВОДОВ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ И ГАЗОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

Паропроводы, трубопроводы питательной воды и газопроводы включаются в работу после окончания всех работ по их монтажу, очистке, сдаче Госгортехнадзору,

а газопроводы — газовой инспекции, после регистрации их в местных органах Госгортехнадзора и произведенной записи ответственного лица за их эксплуатацию в вахтенном журнале, разрешающей включение их в работу.

До включения паропроводов и трубопроводов питательной воды в работу их необходимо прогреть с заданной скоростью прогрева.

Паропроводы имеют толстую стенку труб, фасонных деталей и массивную арматуру. При быстром прогреве в стенках труб фасонных деталей и арматуре возникают недопустимые напряжения и в особенности это имеет место в паропроводах, изготовленных из аустенитных сталей, теплопроводность которых значительно ниже, чем у сталей углеродистых и низколегированных.

Скорость прогрева низколегированных паропроводов в интервале температур 20—500°С не должна превышать 5—6°С/мин, а в интервале температур 500—570°С — не должна превышать 1—2°С/мин.

Допустимая скорость прогрева ограничивается температурными напряжениями, возникающими в тройниках. Скорость расхолаживания паропроводов в интервале температур 570—500°С — 1—2°С/мин и 500—20°С — 4—5°С/мин.

Прогрев паропроводов производится подачей пара в паропровод через байпас запорной задвижки на котле или подачей пара от постороннего источника. При блочной схеме паропроводов прогрев паропровода производится при открытой задвижке парогенератора и сбросе пара в конденсатор турбин.

Во время прогрева паропровода должны быть открыты дренажи на паропроводах высокого давления до достижения номинальной температуры, а на парогенераторах среднего и низкого давления продувка переключается из свободного слива на конденсационные горшки. Паропроводы среднего и низкого давления, у которых стенка труб и фасонных деталей меньше, прогреваются со скоростью до 15—20°С/мин. Паропроводы из аустенитных сталей прогреваются и расхолаживаются по специальной инструкции, и скорость их прогрева не превышает 3—4°С/мин.

Прогреваются паропроводы до температуры на 20—30°С ниже номинальной и при давлении на 0,1—0,2 МПа ниже, чем в основных магистралях, к которым подключают паропровод. Подключать паропровод к действующему паропроводу необходимо через байпас, и после выравнивания давления в подключаемом паропроводе и в действующих магистралях открывают запорные задвижки на конце подключаемого паропровода к действующей паровой магистрали.

Если во время прогрева паропровода в нем возникнут гидравлические удары, то необходимо больше открыть дренажные трубопроводы и уменьшить подачу пара в паропровод. Во время прогрева паропровода необходимо все время следить за правильным температурным расширением. Если расширение паропроводов отличается от заданного по проекту более чем на 20%, то необходимо прекратить прогрев, выяснить причину расхождений, устранить его и затем только продолжить прогрев.

При прогреве паропровода особое внимание должно быть обращено на работу опор и подвесок. В неподвижных опорах паропровод не должен проскальзывать, в подвижных опорах и в местах прохода через строительные конструкции не должен защемляться, а подвески не должны препятствовать его расширению.

При прогреве питательный трубопровод должен быть хорошо прогрет питательной водой через байпасные линии. При появлении в трубопроводе гидравлических ударов необходимо открыть воздушники и уменьшить подачу воды на прогрев. Скорость прогрева трубопровода питательной воды зависит от толщины стенки труб и фасонных деталей трубопровода и колеблется в пределах 20—30°С/мин. Питательный трубопровод к действующим магистралям должен подключаться после того, как давление в нем будет выравнено с давлением в общей магистрали.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Смирнов Г. М.** Монтаж трубопроводов тепловых электростанций. М., «Энергия», 1971.

2. **Гарбер Д. Х.** Энергетическая арматура высоких параметров. М., «Машиностроение», 1968.

3. **Воронков С. Т., Исэров Д. З., Каменецкий С. П.** Тепловая изоляция на электрических станциях. М., «Энергия», 1965.

4. **Справочник** монтажника тепловых электростанций. Под редакцией В. П. Баннка, Д. Я. Виницкого. Т. II. М., «Энергия», 1971.

5. **Перельман Р. Г.** Проектирование и эксплуатация жидкометаллических систем. М., Атомиздат, 1968.

6. **Маргулова Т. Х.** Атомные электрические станции. М., «Высшая школа», 1974.

7. **Монтаж** и сварка трубопроводов из коррозионностойких сталей в атомной промышленности. Под ред. П. К. Георгиевского. М., Атомиздат, 1966.

8. Инструкция по выполнению тепловой изоляции тепломеханического оборудования электростанций. М., Информэнерго, 1973.

9. Инструкция по ручной электродуговой сварке труб из углеродистых и низколегированных сталей. М., Оргэнергострой, 1967.

10. Госгортехнадзор СССР. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. М., «Недра», 1970.

11. Госгортехнадзор СССР. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования атомных электростанций, опытных и исследовательских реакторов и установок. М., «Металлургия», 1973.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 3

Глава первая. **Устройство станционных трубопроводов** 6

1-1. Классификация станционных трубопроводов по назначению 6
1-2. Категории трубопроводов 10
1-3. Факторы, влияющие на работу трубопроводов . . 13
1-4. Давления условные, рабочие и пробные . . . 14
1-5. Влияние среды с температурой выше 450°С на металл трубопровода 15
1-6. Мероприятия по обеспечению надежной работы трубопроводов 23
1-7. Металлы, применяемые для изготовления труб и деталей трубопроводов 25

Глава вторая. **Трубы и фасонные части трубопроводов** 28

2-1. **Условный проход** (внутренний диаметр) 28
2-2. Типы труб, применяемых для станционных трубопроводов 28
2-3. Определение диаметра труб 36
2-4. Определение толщины стенки труб 37
2-5. Фасонные части трубопроводов 40

Глава третья. **Арматура и дистанционные приводы** . 44

3-1. Классификация арматуры по назначению и способу присоединения 44
3-2. Конструкция арматуры 49
3-3. Конструктивные особенности арматуры на высокие и сверхвысокие параметры 74
3-4. Арматура для трубопроводов на сверхкритические параметры 81
3-5. Назначение и правила установки обводов . . . 84
3-6. Редукционно-охладительные установки (РОУ и БРОУ) 85
3-7. Дистанционные приводы управления арматурой . 86
3-8. Ревизия арматуры 92
3-9. Притирка уплотнительных поверхностей арматуры . 96
3-10. Набивка сальников арматуры 99
3-11. Сборка арматуры после ревизии 109
3-12. Гидравлическое испытание арматуры 117

411

Глава четвертая. **Компенсация тепловых удлинений трубопроводов** 120
4-1. Удлинение трубопроводов при нагреве 120
4-2. Усилия, возникающие в трубопроводе при тепловом расширении 121
4-3. Типы компенсаторов 123
4-4. Холодная растяжка трубопроводов 128
4-5. Указатели тепловых перемещений трубопроводов . 134

Глава пятая. **Соединения элементов трубопроводов** . 136
5-1. Типы и сравнительная характеристика соединений трубопроводов 136
5-2. Фланцевые соединения 138
5-3. Болты, шпильки, гайки и шайбы 143
5-4. Прокладки из мягких материалов 146
5-5. Стальные зубчатые прокладки 148
5-6. Сборка фланцевых соединений 150
5-7. Сварные соединения трубопроводов 156
5-8. Резьбовые соединения 158

Глава шестая. **Крепление трубопроводов** 160
6-1. Назначение опор и подвесок 160
6-2. Расчет пролета между опорами 164
6-3. Подвижные опоры 170
6-4. Жесткие и пружинные подвески 172
6-5. Неподвижные опоры 184

Глава седьмая. **Рабочий проект трубопроводов** . . 186
7-1. Условные обозначения трубопроводов и арматуры на чертежах 186
7-2. Особенности изображения трубопроводов на чертежах 186
7-3. Состав рабочего проекта трубопроводов 191
7-4. Монтажно-трассировочные чертежи 193
7-5. Сводная спецификация и правила чтения чертежей и схем 194

Глава восьмая. **Организация и подготовка работ по монтажу трубопроводов** 196
8-1. Проект производства работ (ППР) 196
8-2. Определение площадей складских помещений, площадок хранения и сборочных площадок . . . 197
8-3. Разработка рабочих графиков 199
8-4. Технологические карты на сборку блоков и монтаж трубопроводов 203
8-5. Организация труда и рабочих мест 203
8-6. Механизация трубопроводных работ 212

Глава девятая. **Изготовление трубопроводов с давлением среды до 2,2 МПа на специализированных заводах и в мастерских базовых монтажных участков** . . . 213
9-1. Изготовление трубопроводов с давлением среды до 2,2 МПа на специализированных заводах . . . 213
9-2. Трубогибочные площадки и мастерские 217
9-3. Гибка труб 223
9-4. Изготовление фасонных сварных деталей трубопроводов 234
9-5. Технические условия на изготовление трубопроводов котлостроительными заводами и заводами монтажных организаций 243

Глава десятая. **Монтаж трубопроводов** 246
10-1. Общие правила монтажа трубопроводов . . . 246
10-2. Подготовка трубопровода к монтажу 252
10-3. Сборка трубопроводов в блоки 253
10-4. Разметка трассы трубопровода 259
10-5. Монтаж опор и подвесок 262
10-6. Технология монтажа трубопроводов 270
10-7. Особенности монтажа трубопроводов из перлитных сталей на сверхкритические параметры пара . . 272
10-8. Особенности монтажа паропроводов из аустенитных сталей 275
10-9. Монтаж выхлопных труб от предохранительных клапанов 279
10-10. Монтаж арматуры 280
10-11. Монтаж предохранительных клапанов . . . 283
10-12. Монтаж фланцевых и вварных измерительных сопл и диафрагм 285
10-13. Монтаж дренажных, продувочных и сливных трубопроводов 295
10-14. Подключение трубопроводов к действующим магистралям 297
10-15. Правила техники безопасности при монтаже трубопроводов 298

Глава одиннадцатая. **Особенности монтажа отдельных видов трубопроводов** 300
11-1. Монтаж маслопроводов турбогенераторов . . . 300
11-2. Монтаж газопроводов энергетического газа . . 304
11-3. Монтаж трубопроводов кислорода, ацетилена, водорода и пропан-бутана 307
11-4. Монтаж трубопроводов химводоочистки . . . 310
11-5. Монтаж трубопроводов из полиэтилена . . . 313
11-6. Монтаж трубопроводов из винипласта . . . 322
11-7. Монтаж трубопроводов, футерованных резиной (гуммированных) и винипластом 328

Глава двенадцатая. **Особенности монтажа трубопроводов атомных электростанций** 330
12-1. Назначение трубопроводов атомных электростанций 330
12-2. Условия работы трубопроводов АЭС 332
12-3. Материалы, применяемые для изготовления и монтажа трубопроводов 334
12-4. Требования, предъявляемые к изготовлению и монтажу трубопроводов АЭС 340
12-5. Изготовление фасонных деталей трубопроводов из нержавеющих сталей 344
12-6. Соединение трубопроводов 351

12-7. Крепление трубопроводов 355
12-8. Монтаж трубопроводов 357
12-9. Монтаж арматуры 361
12-10. Испытание и сдача смонтированных трубопроводов 365
12-11. Очистка трубопроводов атомных электростанций 369

Глава тринадцатая. **Тепловая изоляция трубопроводов** 372

13-1. Назначение тепловой изоляции 372
13-2. Основные показатели теплоизоляционных материалов 378
13-3. Окраска и надписи на трубопроводах 380

Глава четырнадцатая. **Контроль, испытание и сдача смонтированных трубопроводов** 382

14-1. Назначение и содержание освидетельствования трубопроводов 382
14-2. Порядок освидетельствования и регистрации трубопроводов согласно правилам Госгортехнадзора . . 385
14-3. Гидравлическое и пневматическое испытания трубопроводов 387
14-4. Правила испытания газопроводов на прочность и плотность 392
14-5. Испытания на прочность и плотность трубопроводов ацетилена, кислорода и пропан-бутана 396
14-6. Водная и химическая очистка внутренних поверхностей трубопроводов 397
14-7. Продувка паропроводов 401
14-8. Включение паропроводов, трубопроводов ной воды и газопроводов в эксплуатацию . . . 407

Список литературы 410

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЭНЕРГИЯ»

Издательство «Энергия» готовит к выпуску в 1977 г. серию книг из «Библиотеки тепломонтажника».

1. **Зелонджев О. М.** Монтаж оборудования систем пылеприготовления тепловых электростанций. 6 л.

2. **Новиков Б. В., Леонтьев Е. В., Дроздов В. И.** Ремонт корпусов паровых турбин. 5 л.

3. **Ярмолинский И. М.** Монтаж каркасов котлоагрегатов. 5 л.

4. **Рудницкий Л. Д.** Монтаж газоплотного котлоагрегата Е-420/140 НГМ. 5 л.

5. **Кузнецов А. Г.** Монтаж прочноплотных вальцованных соединений. 6 л.

12
12
12
12
12

Глав

1
1
1

Глав
ст

1
1
1
1
1
II
1

Спис

ТИМОФЕЙ ЕРОФЕЕВИЧ ГЛУХЕНЬКИЙ

Станционные трубопроводы, их изготовление и монтаж

Редактор *Н. М. Пеунова*
Редактор издательства *М. И. Кузнецова*
Художественный редактор *Т. Н. Хромова*
Переплет художника *А. А. Иванова*
Технический редактор *О. Д. Кузнецова*
Корректор *В. С. Антипова*

ИБ № 1268

Сдано в набор 14/XII 1976 г.
Подписано к печати 28/II 1977 г. Т-04121
Формат 84×108¹/₃₂ Бумага типографская № 2
Усл. печ. л. 21,84 Уч.-изд. л. 23,08
Тираж 20 000 экз. Зак. 924 Цена 91 коп.

Издательство «Энергия», Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.