

Вступок 2

Патереві копії текстів із джерел,
які, із неохотою на них
було зазначено П. Я. Павловичем
у його дисертації

Т.Х.МАРГУЛОВА

профессор, доктор технических наук,
лауреат Государственной премии СССР

АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

ИЗДАНИЕ ТРЕТЬЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

ДОПУЩЕНО
МИНИСТЕРСТВОМ ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СССР
В КАЧЕСТВЕ УЧЕБНИКА ДЛЯ СТУДЕНТОВ ВУЗОВ,
ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО СПЕЦИАЛЬНОСТИ
«АТОМНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И УСТАНОВКИ»



МОСКВА
«ВЫСШАЯ ШКОЛА»
1978

31

кулярно направлению движения жидкости; в кранах вращается вокруг своей оси. В обратных клапанах запирающий орган открывается потоком среды в одном направлении и запирается в противоположном. Предохранительный клапан открывается под воздействием избыточного сверх установленного давления и закрывается при его восстановлении.

Одно из назначений арматуры — способствовать большей гибкости и надежности эксплуатации, давая возможность отключать аварийные участки. Однако при высоких давлениях и особенно при больших диаметрах трубопроводов сама арматура становится источником нарушений эксплуатации, поэтому главное направление в развитии основных трубопроводов на атомных станциях — применение возможно более простых и надежных трубопроводов с минимальным количеством арматуры. Необходимо руководствоваться определенными правилами ее установки и эксплуатации:

- 1) движение среды должно совпадать со стрелкой на корпусе арматуры;
- 2) использование арматуры не по прямому назначению запрещается, например недопустимо использовать запорную арматуру как регулировочную;
- 3) арматура должна ввариваться в соответствующий участок трубопровода до его монтажа; при проектировании трубопроводов установка ее предусматривается в местах, доступных для обслуживания, если не имеется в виду радиоактивная среда;
- 4) арматура, работающая при высоких температурах, закрывается съемными разборными теплоизоляционными конструкциями.

Приваривание арматуры к трубопроводам уменьшает возможные протечки среды и повышает надежность работы. Крышка арматуры присоединяется к ее корпусу на фланцах, что позволяет выполнять мелкий ремонт на месте. Для возможности частичного ремонта без вырезки арматуры иногда при невысоких давлениях седла в корпусах арматуры устанавливаются на резьбе. Если требуется более серьезный ремонт или замена арматуры, то она вырезается и в последующем вваривается вновь.

Вся арматура высокого давления выпускается заводами только как приварная. В качестве запорных органов применяют *вентили* и *задвижки*. Тип запорного органа выбирают в основном по диаметру трубопровода. На трубопроводах диаметром 125 мм и более устанавливают, как правило, задвижки, а при диаметре 70 мм и менее — вентили. В интервале диаметров от 70 до 125 мм возможно применение обеих конструкций. Установка задвижек обязательна лишь на трубопроводах, по которым возможно движение среды в обоих направлениях, так как вентили, как правило, допускают подвод среды только с одной стороны. Вентили несколько удобнее для ремонта, но их гидравлическое сопротивление больше.

Для вентиля трубопроводов диаметром 100 мм коэффициент гидравлического сопротивления составляет 2,5—5,5, а для задвижек полнопроходного сечения — 0,25. Это позволяет, в частности, применять задвижки с меньшим диаметром, чем диаметр трубопровода, куда их вваривают, что снижает вес арматуры, а также ее стоимость. При этом если проходное сечение стеснено вдвое, то коэффициент гидравлического сопротивления составит 1,5, а при использовании направляющей трубы — всего 0,8, т. е. он по-прежнему будет существенно меньше, чем для вентиля. Однако вес, размеры и ход шпинделя задвижки больше, чем те же параметры вентиля.

Наиболее употребительны задвижки с клиновым затвором. Такая задвижка может иметь один клин, соединенный со шпинделем (рис. XIII.8). В этой конструкции для создания плотного контакта с двусторонним седлом клапана, установленным в корпусе, при опускании шпинделя с клином требуется подгонка клина к двум поверхностям, что выполнить полностью не удается. Более совершенна конструкция, приведенная на рис. XIII.9, в которой сидящий на шпинделе клин состоит из двух уплотняющих дисков

А.Х.Кижнер

РЕМОНТ трубопроводной арматуры электростанций

Одобрено Ученым советом
Государственного комитета СССР
по профессионально-техническому образованию
в качестве учебного пособия
для профессионального обучения
рабочих на производстве



МОСКВА
"ВЫСШАЯ ШКОЛА"
1986

29 -

А. Х. Кипенев. Ремонт трубопроводной арматуры электростанций. — М., Внешшай школа, 1986.

Вентили. По назначению вентили разделяют на запорные и регулирующие. Рабочий орган запорного проходного вентиля (рис. 2, а) — тарелка (золотник, клапан) 1 и шпindel (шток) 4, который перемещается перпендикулярно седлу — уплотнительной поверхности в корпусе 2. При открывании вентиля с помощью маховика 7 тарелка отрывается от седла без скольжения, благодаря чему исключается задираание уплотнительных поверхностей затвора.

В вентилях гидравлическое сопротивление выше, чем в кранах, так как потоку среды приходится менять направление. Для уменьшения гидравлического сопротивления иногда применяют прямоточные вентили (рис. 2, б), у которых золотник в открытом положении не мешает проходу среды.

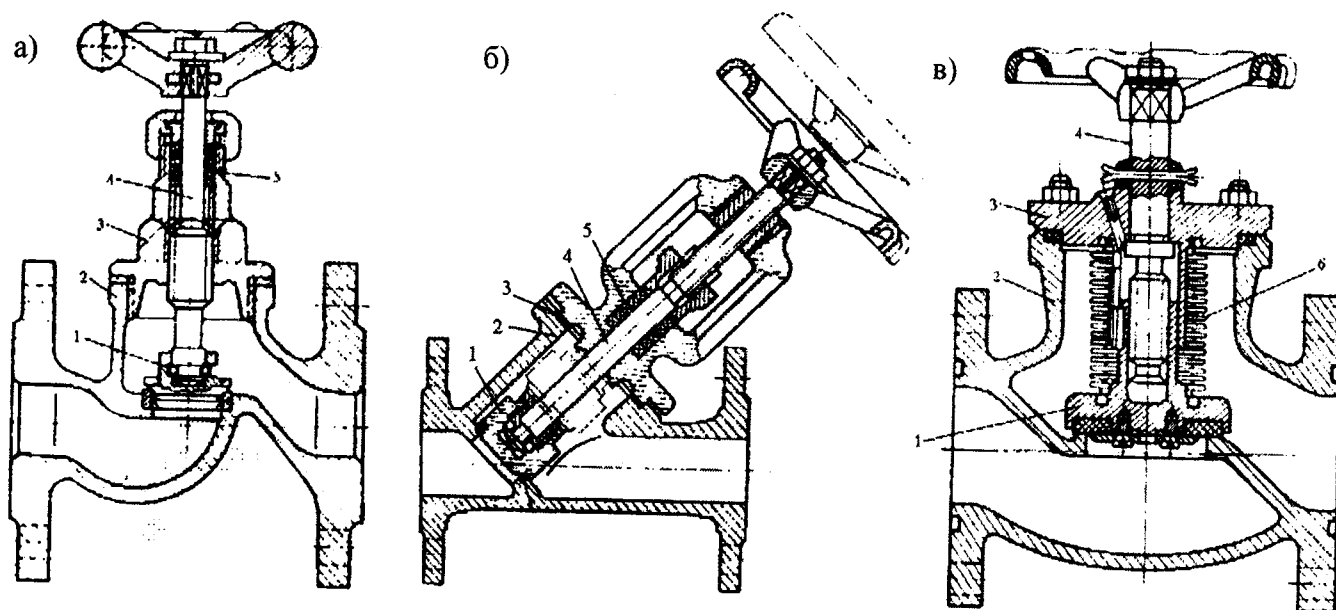


Рис. 2. Запорные вентили на низкие и средние параметры:

а — проходной, б — прямоточный, в — сильфонный; 1 — тарелка (золотник, клапан), 2 — корпус, 3 — крышка, 4 — шпindel (шток), 5 — сальниковая набивка, 6 — сильфон

На рис. 2, в показан сильфонный вентиль, в котором проход среды через крышку закрывает сильфон 6, представляющий собой гофрированную втулку. Уплотнение с помощью сильфона обеспечивает большую плотность, чем сальниковая набивка 5, и применяется на трубопроводах, находящихся под разрежением (вакуумом), чтобы не допустить срыва вакуума из-за присоса в трубопровод наружного воздуха, или на трубопроводах с агрессивной средой, утечка которой недопустима.

Регулирующие вентили по конструкции аналогичны запорным и отличаются от них только формой тарелки, которая для обеспечения плавного регулирования количества протекающей среды большей частью выполняется в виде профилированной иглы обтекаемой формы и составляющей со шпинделем одно целое.

Для современных вентилях высоких и сверхкритических параметров среды (рис. 3) особенностью является бескрышечное исполнение — бугель 3 соединяется непосредственно с корпусом 1 с помощью резьбы. Роль тарелки выполняет торцевая часть штока 2 с наплавленной уплотнительной поверхностью, имеющей коническую форму. Шпindel 4 сопрягается одним концом резьбы с резьбовой втулкой 5, а другим — со штоком, узлом (хомутом) 7 соединения шпинделя со штоком. Узел сальникового уплотнения 8 штока расположен в корпусе 1. Управление вентилем осуществляется маховиком 6.

Гуревич Д. Ф. и др.
Г 95 Арматура атомных электростанций: Справочное пособие / Д. Ф. Гуревич, В. В. Ширяев, И. Х. Пайкин. — М.: Энергоиздат, 1982. — 312 с., ил.
В пер.: 1 р. 70 к.

Справочное пособие по выбору, монтажу и эксплуатации арматуры содержит необходимые для этого данные. Приведены сведения об арматуре, используемой на установках и трубопроводных системах АЭС. Основное внимание уделено специальной арматуре ответственных контуров установок большой мощности с реакторами ВВЭР и РБМК. Приведены современные конструкции арматуры, их габаритные и монтажные размеры.

Для инженерно-технических работников, связанных с проектированием, строительством и эксплуатацией АЭС. Будет полезна также студентам вузов соответствующих специальностей.

2304000000-130

051(01)-82

51-82

ББК 31.47

6П2.11

1

ГЛАВА 1

УСЛОВИЯ РАБОТЫ И ВЫБОР МАТЕРИАЛОВ

1.1. КЛАССИФИКАЦИЯ И НАЗНАЧЕНИЕ АРМАТУРЫ

Трубопроводной арматурой называется группа устройств, устанавливаемых на трубопроводах и емкостях для управления потоками (движением) рабочих сред; отдельные устройства также называются арматурой. Арматура подразделяется на управляемую и действующую автоматически. Управление арматурой производится вручную или с помощью привода, действующего от постороннего источника энергии (электрического, пневматического, гидравлического). Автоматически действующая арматура (обратные и предохранительные клапаны, конденсатоотводчики, регуляторы давления, отключающие устройства и др.) срабатывает под действием сил, создаваемых давлением самой рабочей среды. Арматура с ручным управлением может иметь редуктор (зубчатый или червячный) для уменьшения усилия на маховике. Привод (ручной и механический) устанавливают непосредственно на арматуре (местный привод) или отдельно от нее (дистанционный привод).

По функциональному назначению арматура, применяемая на АЭС, делится на следующие основные виды.

Запорная арматура предназначена для полного перекрытия потока среды. Она имеет наиболее широкое применение и по сравнению с арматурой других классов составляет около 80 % всего количества применяемых изделий. К запорной относят и пробно-спускную, или контрольно-спускную, арматуру, используемую для проверки уровня жидкой среды в емкостях, отбора проб, выпуска воздуха из верхних полостей, дренажа и т. п. Запорная арматура является арматурой двухпозиционного действия.

Регулирующая арматура служит для регулирования параметров рабочей среды (температуры, давления и т. п.) посредством изменения ее расхода. В состав регулирующей арматуры входят: клапаны; регуляторы давления, расхода, уровня; регулирующие вентили, а также дроссельная (или дросселирующая) арматура для значительного снижения давления пара и воды, она работает в условиях больших перепадов давления. Регулирующие клапаны предназначены для пропорционального (аналогового) регулирования расхода среды и управляются от постороннего источника энергии. Регулирующие вентили служат для регулирования расхода среды и управляются вручную. Регуляторы давления «после себя» или «до себя» поддерживают постоянное давление на участке системы соответственно после или до регулятора. Они относятся к автоматически действующей арматуре, не требующей применения посторонних источников энергии.

Распределительная арматура предназначена для распределения потока рабочей среды по определенным направлениям.

Предохранительная арматура служит для предотвращения аварийного повышения давления в обслуживаемой системе путем автоматического выпуска избыточного количества среды. К предохранительной арматуре относятся предохранительные клапаны, импульсные предохранительные и мембранные разрывные устройства. **Импульсное предохранительное устройство (ИПУ)** — устройство, состоящее из главного предохранительного клапана (ГПК), снабженного поршневым приводом, и импульсного предохранительного клапана (ИПК), управляющего открытием главного.

Защитная арматура предназначена для защиты оборудования от аварийных изменений параметра среды (давления, направления потока) путем отклю-

Уфеев Д.Ф. и др. Арматура атомных электростанций. — М., Энергоиздат, 1982

По материалу корпусных деталей арматура подразделяется на стальную, чугунную, из цветных металлов и из неметаллических материалов. Выделяют арматуру из чугуна с защитным коррозионно-стойким покрытием (пластмассой, эмалью). На основных линиях АЭС используется стальная арматура из углеродистой, легированной или коррозионно-стойкой стали.

Среда, движущаяся по трубопроводу, называется рабочей средой; среда, используемая в гидро- и пневмоприводах арматуры, называется управляющей средой, а внешняя атмосфера называется окружающей или внешней средой. Среда, используемая для подачи командных сигналов на привод арматуры, называется командной средой, а ее давление — командным давлением.

Основные параметры арматуры можно разделить на эксплуатационные и конструктивно-монтажные. К эксплуатационным относятся энергетические параметры (давление, температура), пропускная способность, коррозионная стойкость, тип привода, необходимый крутящий момент для управления арматурой, время срабатывания и пр. К конструктивно-монтажным параметрам относятся: условный диаметр прохода, строительная длина, строительная высота, масса, тип присоединения к трубопроводу, число, диаметр и расположение отверстий на присоединительных фланцах, разделка под приварку к трубопроводу и т. п.

Различают условное, рабочее и пробное давление. Условные давления p_y в пределах до 20 МПа образуют следующий ряд, МПа: 0,1; 0,25; 0,4; 0,6; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,4; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0. Условные давления p_y , рабочие p_r и пробные $p_{пр}$ для арматуры из стали регламентированы ГОСТ 356—80. Для арматуры из углеродистой стали рабочие давления равны условным при температуре среды $t_p = 0 \div 200^\circ \text{C}$. При повышении температуры допускаемое рабочее давление снижается в зависимости от материала корпусных деталей арматуры. Для сталей ГОСТ 356—80 предусматривает 14 температурных ступеней, в пределах которых рабочее давление по мере повышения температуры снижается. Система условных давлений p_y и соответствующих им p_r при различных температурах позволяет определять допустимые условия работы арматуры при этих температурах в зависимости от свойств стали.

1.2. УСЛОВИЯ РАБОТЫ АРМАТУРЫ АЭС

Условия работы арматуры АЭС в значительной мере определяются типом реактора, видом теплоносителя и энергетическими параметрами рабочего тела. В Советском Союзе применяются два основных типа реакторов. ВВЭР — водяной энергетический реактор (корпусной, международное обозначение PWR) и РБМК — реактор большой мощности, каналный. В обоих случаях теплоносителем является вода (легкая), но в ВВЭР теплоноситель — вода под давлением без кипения, а в РБМК — вода под давлением кипящая. Замедлителем в ВВЭР служит вода (легкая), в РБМК — графит.

Особенности паротурбинных установок АЭС заключаются в том, что они работают на насыщенном паре относительно невысоких энергетических параметров, поэтому для АЭС не требуется энергетическая арматура сверхвысоких параметров.

В табл. 1.1 приведены основные энергетические параметры АЭС с реакторами ВВЭР и РБМК, а на рис. 1.1 и 1.2 приведены схемы реакторных установок.

Трубопроводы на АЭС служат для транспортировки теплоносителя, рабочего тела, воздуха, масла и т. п. Они соединяют в определенной последовательности основное и вспомогательное оборудование станции. Трубопроводы подразделяются на главные и вспомогательные. К главным относятся трубопроводы, являющиеся составной частью основной технологической схемы станции: трубопроводы первого и второго контуров, паропроводы от парогенераторов к турбинам, трубопроводы пара промежуточного перегрева, основного потока конденсата и питательной воды. Обычно диаметр главных трубопроводов находится в пределах от 108 до 850 мм. Так, на АЭС с реактором ВВЭР-1000 контур принудительной циркуляции имеет диаметр 850 мм, на АЭС с реактором ВВЭР-440 главный циркуляционный контур состоит из труб 560×32 мм.

Параметр	ВВЭР-440	ВВЭР-1000	РБМК-1000	РБМК-1500
Мощность, МВт:				
тепловая	1375	3000	3200	4800
электрическая	440	1000	1000	1500
Давление теплоносителя (в корпусе реактора), МПа	12,5	16,5	—	—
Температура теплоносителя на входе/выходе парогенератора, °С	301/268	322/289	—	—
Давление насыщенного пара перед турбиной, МПа	4,4	6,0	6,5	6,5
Температура насыщенного пара перед турбиной, °С	259	278	280	280
Температура питательной воды, °С	226	220	—	—
Число петель главного ре- акторного контура	6	4	—	—
Число турбин	2	2	2	2
Давление в барабанах-се- параторах, МПа	—	—	7,0	7,0
Паропроизводительность реактора, т/ч	—	—	5800	8800
Расход пара на турбины, т/ч	—	—	5400	8200

Вспомогательные трубопроводы служат для обеспечения надежной работы всего оборудования станции в стационарных и переходных режимах. К вспомогательным относятся трубопроводы подпиточной воды, сливные, дренажные и т. п.

Полная тепловая схема электростанции состоит из тепловых схем отдельных узлов и систем их связи. Основными составляющими полной тепловой схемы являются: конденсатор турбины и конденсатный тракт; деаэратор и питательный тракт; пусковой узел, главные паропроводы и пускосбросные устройства; трубопроводы промежуточного перегрева пара; пусковая схема электростанции; трубопроводы пара собственных нужд; баковое хозяйство электростанции и другие составные элементы схемы.

Трубопроводная арматура на АЭС обслуживает все контуры, трубопроводы, силовые агрегаты, цистерны, баки, резервуары, бассейны, связанные с использованием или транспортировкой жидких и газообразных сред. Условия работы арматуры различны для разных участков и зависят от места ее расположения и энергетических параметров АЭС. На рис. 1.1 показана схема реакторной установки ВВЭР-1000 со вспомогательными системами. Как видно из схемы, в ее состав входят главные циркуляционные трубопроводы, оснащенные главными запорными задвижками (ГЗЗ), вспомогательные трубопроводы, дренажные силовые трубопроводы, линии «чистого» конденсата, линии технической воды и др. Все трубопроводы оснащены арматурой различного назначения. Все энергетическое оборудование по отдельным стадиям технологического процесса АЭС можно разделить на следующие установки: реакторную, парогенерирующую, паротурбинную, конденсационную и конденсатно-питательный тракт.

Наибольшие диаметры прохода имеет арматура главного контура. Она работает в наиболее сложных условиях и к ней предъявляется целый ряд специфических требований как по химическому составу и механическим характеристикам металла, так и по герметичности и надежности конструкции. Вода

Трубопроводы второго контура работают на нерадиоактивной среде, но и они требуют тщательного выполнения, и арматура на них также присоединяется сваркой.

Наибольшее применение имеют задвижки, вентили, обратные и предохранительные клапаны. Многие задвижки и вентили работают спаренно, будучи

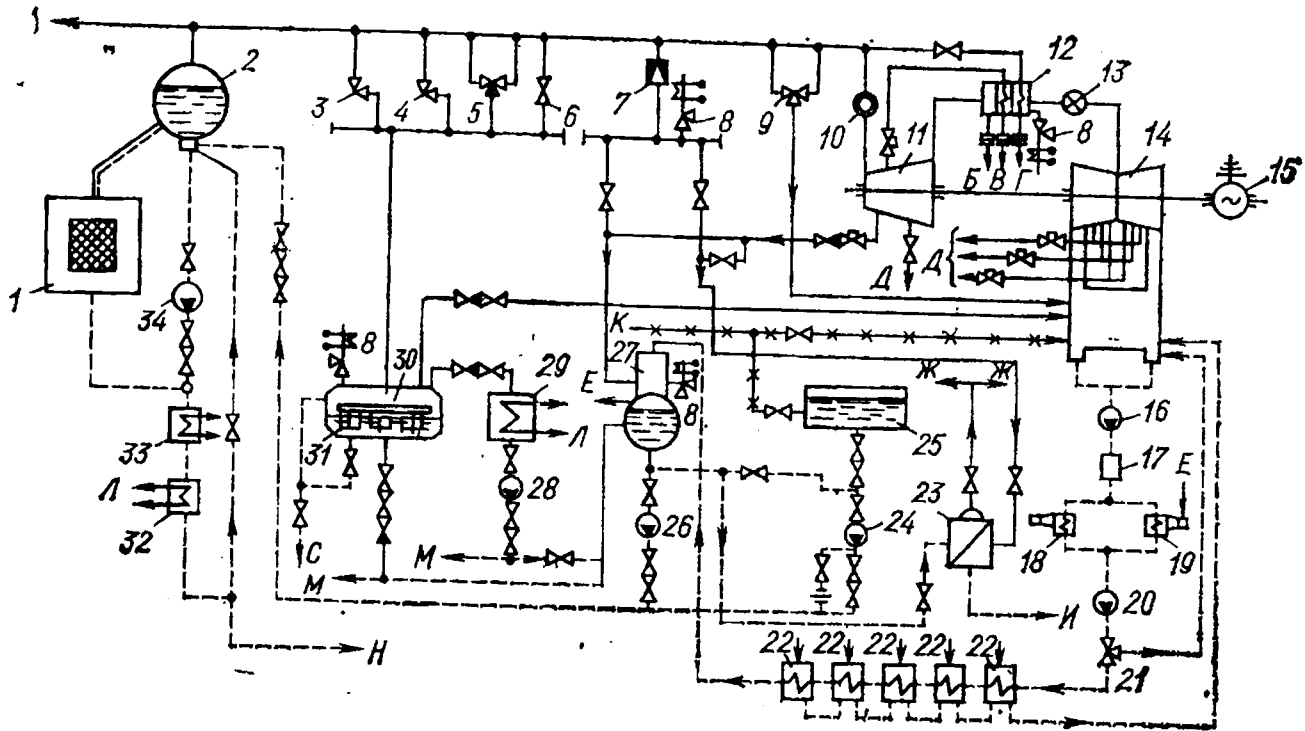


Рис. 1.2. Схема реакторной установки РБМК-1000:

1 — реактор; 2 — сепаратор; 3 — контрольные предохранительные клапаны; 4 — рабочие предохранительные клапаны; 5 — быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в барботер; 6 — шиберная дроссельная задвижка; 7 — быстродействующая редукционная установка для питания греющим паром деаэрата и испарителя; 8 — предохранительный клапан; 9 — быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в конденсатор; 10 — запорно-регулирующий клапан; 11 — ЦВД; 12 — сепаратор пароперегревателя; 13 — отсеочный клапан; 14 — ЦНД; 15 — генератор; 16 — конденсатный насос первой ступени; 17 — конденсатоочистка; 18 — сальниковый эжектор; 19 — основной эжектор; 20 — конденсатный насос второй ступени; 21 — клапан регулятора уровня и рециркуляции конденсата; 22 — подогреватели низкого давления; 23 — испаритель; 24 — аварийные питательные насосы; 25 — подогреватели технологического конденсатора; 26 — электропитательный насос; 27 — деаэратор; 28 — откачивающие насосы технологического конденсатора; 29 — технологический конденсатор; 30 — барботер; 31 — коллектор с соплами; 32 — доохладитель; 33 — теплообменник; 34 — главный циркуляционный насос; А — сухой пар из реактора; Б — сепарированная смесь в конденсатор; В — дренаж греющего пара I ступени перегревателя в конденсатор турбины или деаэратор; Г — дренаж греющего пара II ступени перегревателя в деаэратор; Д — пар из отборов турбины; Е — пар из уравнительной линии деаэратора; Ж — вторичный пар от испарителя на концевые уплотнения турбины, на уплотнения штоков клапанов, на пусковой и сальниковый эжекторы; И — конденсат греющего пара испарителя в конденсатор; К — конденсат в бак аварийных питательных массов; Л — вода промконтура; М — конденсат в деаэратор; Н — слив в баки; С — слив конденсата.

установленными последовательно для повышения надежности по принципу резервирования. Большое количество конструкций арматуры снабжено электроприводами и другими типами приводов.

Каждый узел и трубопроводный участок работает в определенном, характерном для него энергетическом и эксплуатационном режиме, и оснащается арматурой соответствующего класса, типа, параметров, диаметра прохода и рода привода. Так, все трубопроводы, соединенные с конденсатором (линия подвода добавочной обессоленной воды, сбросная линия рециркуляции), по условиям их работы оснащаются вакуумной арматурой.

Для защиты турбины на линиях отбора пара вблизи ее корпуса устанавливаются обратные клапаны с гидроприводом. Деаэратор обслуживается клапаном — регулятором греющего пара, поддерживающим постоянное давление

В деаэраторе, а на линиях подвода пара устанавливаются предохранительные клапаны.

В аварийных режимах в качестве пароприемного устройства применяются в первую очередь конденсаторы турбины, но в дополнение к этому на одноконтурных станциях с каналным реактором (РБМК) устанавливаются барботеры в сочетании с технологическими конденсаторами. На рис. 1.3 представлена схема аварийного сброса радиоактивного пара реактора одноконтурной АЭС в конденсационные устройства.

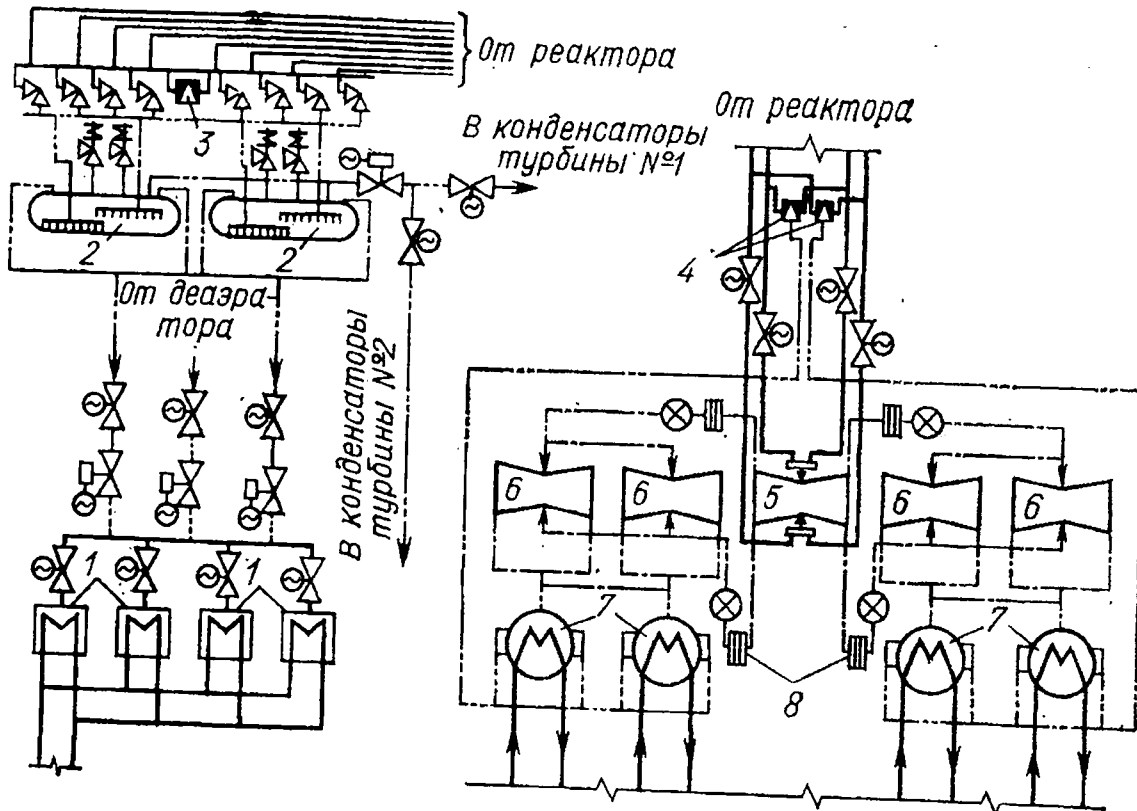


Рис. 1.3. Схема аварийного сброса пара реактора одноконтурной АЭС (РБМК) в конденсационные устройства:

1 — технологические конденсаторы; 2 — барботер; 3 — быстродействующая редукционная установка к барботерам; 4 — быстродействующая редукционная установка к конденсаторам; 5 — ЦВД турбины; 6 — ЦНД турбины; 7 — конденсаторы турбины; 8 — сепараторы промежуточного перегревателя пара.

денсационные устройства (конденсаторы и барботеры с технологическими конденсаторами). Система оснащена арматурой различного назначения, включая быстродействующие редукционные установки (БРУ) и импульсные предохранительные устройства (ИПУ).

1.3. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К АРМАТУРЕ АЭС

При выборе арматуры в первую очередь должны применяться изделия, серийно выпускаемые промышленностью. Если отсутствуют требуемые конструкции, арматура изготавливается по проектам, которые разрабатываются с учетом определенных заранее установленных требований и назначения арматуры. К числу общих требований, предъявляемых к арматуре, можно отнести следующие.

1. Прочность и жесткость — способность выдерживать без существенных упругих и пластических деформаций, нарушающих нормальную работу изделия, постоянные и кратковременные давления, усилия и крутящие моменты.

2. Долговечность — способность в течение определенного, заранее заданного срока выполнять свои функции с заданной вероятностью до первого отказа либо с допустимой интенсивностью отказов.

3. Коррозионная стойкость по отношению к рабочей среде.

Инженер Д.Ф. и др. Арматура атомных электростанций. - М. Энергоиздат 1981
 Таблица 2.6. Запорные вентили (клапаны) из коррозионно-стойкой стали с электромагнитным приводом

Обозначение исполнения	D_y , мм	p_p , МПа	t_p , °C	Рабочая среда	Род тока (напряжение 220 В)
T 26294-150	150	0,004—0,1	100	Пароводяная смесь	Постоянный
Б 26107-01-015	15	0,15	90	Воздух	Переменный
Б 26107-01-025	25	0,15	90	»	»
Б 26107-01-040	40	0,15	90	»	»
T 26292-100	100	0,5—3,6	100	Вода	Постоянный

По виду управления вентили и клапаны различных диаметров прохода выполняются различно: с местным или дистанционным ручным или автоматическим управлением, при помощи электро- или пневмопривода. В табл. 2.3—2.6 приведены запорные вентили и клапаны, применяемые на АЭС. Запорные вентили могут устанавливаться на трубопроводе в любом рабочем положении (кроме вентиля с электромагнитным приводом).

2.3. ВЫБОР РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ

К регулирующей арматуре, применяемой на АЭС, помимо ранее изложенных общих требований предъявляются дополнительные требования, связанные с ее функциональным назначением: высокая точность поддержания заданных параметров регулирования; обеспечение требуемой пропускной гидравлической характеристики; максимально возможная пропускная способность при заданном диаметре трубопровода; широкий диапазон регулирования; максимальное снижение кавитации; минимальный уровень шума; дистанционное управление в связи с нежелательностью установки электрических или пневматических исполнительных механизмов в необслуживаемых помещениях с повышенной радиоактивностью. Указанные требования должны сочетаться с повышенным сроком службы, увеличенными межремонтными периодами и высокой надежностью.

Дросселирующая или дроссельная арматура представляет собой разновидность регулирующей, основным назначением которой является значительное снижение давления.

Регулирующая арматура устанавливается, например, на питательных трубопроводах для регулирования расхода воды, подаваемой насосами в энергоустановку в зависимости от нагрузки АЭС, на трубопроводах впрыска для регулирования расхода воды, вводимой в пар в целях поддержания его температуры в заданных пределах и т. п. [6]. По методу управления регулирующая арматура подразделяется на: регулирующие клапаны, управляемые от постороннего источника энергии (пневматического, гидравлического или электрического); регулирующие ручные вентили; регуляторы прямого действия, управляемые самой рабочей средой, без постороннего источника энергии.

Наиболее широко на АЭС используются двух- и односедельные регулирующие клапаны, однако в последнее время стали применяться поворотные дисковые и шаровые регулирующие клапаны. Двухседельные регулирующие клапаны (рис. 2.3) имеют примерно в полтора раза большую, чем односедельные клапаны (рис. 2.4), пропускную способность. Уравновешенная конструкция плунжера значительно снижает перестановочное усилие, благодаря чему уменьшаются требуемая мощность и габариты исполнительного механизма. Регулирующая арматура эффективно работает только тогда, когда гидравлическое сопротивление регулирующего органа достаточно велико по сравнению с гидравлическим сопротивлением системы. Поэтому вполне уместно использовать регулирующие клапаны с условным диаметром прохода, меньшим, чем диаметр трубы, при условии, что не требуется полнопроходность арматуры по каким-либо дополнительным требованиям.

На АЭС часто возникает потребность в том, чтобы перегретый пар высокого давления путем дросселирования превратить в насыщенный или значительно понизить давление насыщенного пара. Дросселирование в системах с постоянным расходом может осуществляться устройствами, создающими значительные местные сопротивления постоянного сечения на пути потока, например набором

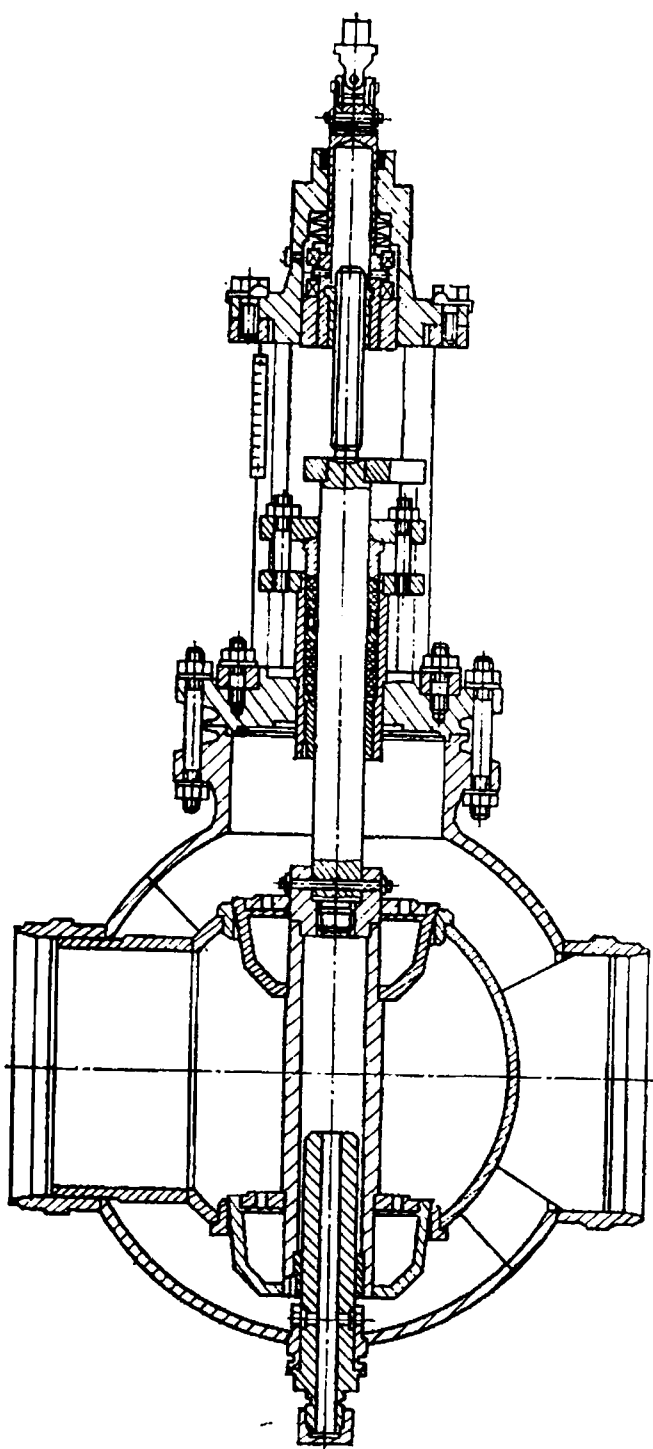


Рис. 2.3. Двухседельный регулирующий клапан.

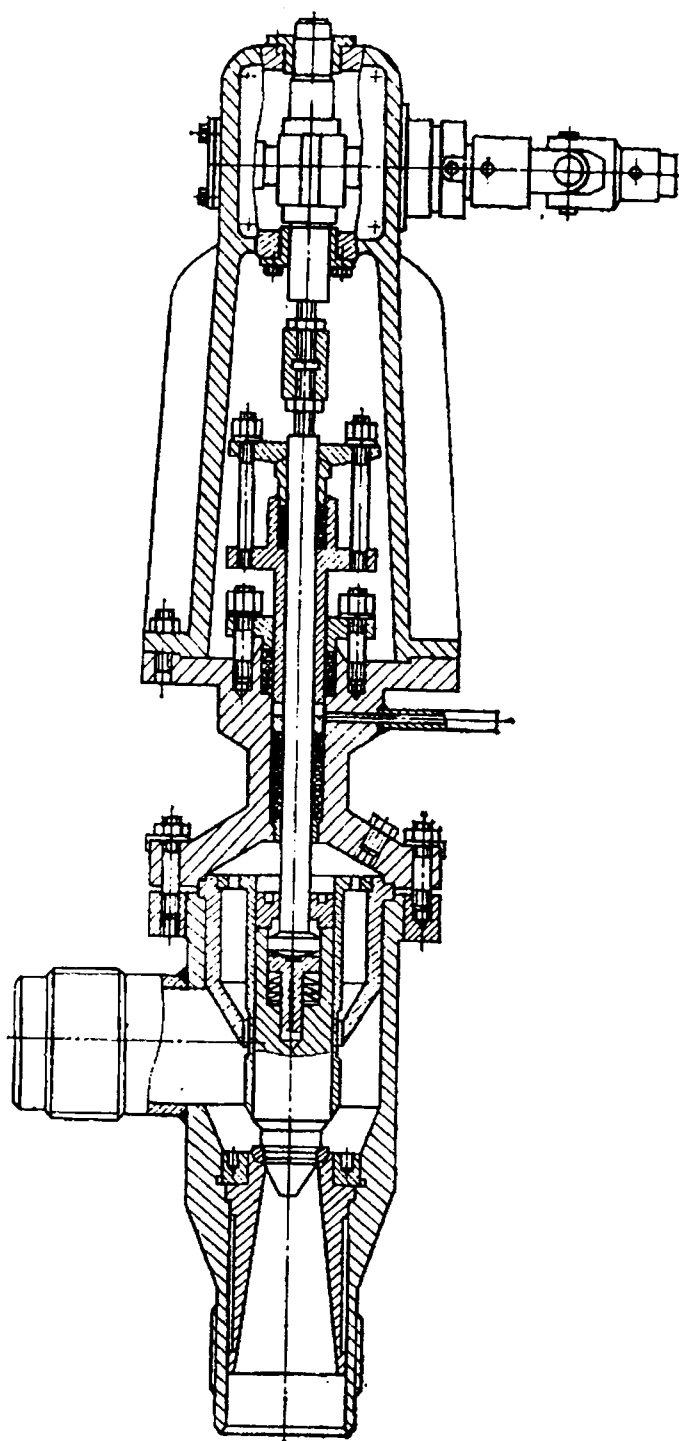


Рис. 2.4. Односедельный регулирующий клапан.

дроссельных шайб. В системах с переменным расходом можно применять сочетание набора дроссельных шайб с запорно-регулирующим вентилем либо дроссельные клапаны. На дросселирующем устройстве создается большой перепад давления, это приводит к эрозии металла деталей последнего, высокому уровню шума, вторичному вскипанию воды и т. п. Дросселирование можно организовать одно- и многоступенчатым (каскадным). Первое встречается в практике более часто. Многоступенчатое дросселирование используется на больших перепадах давления, часто близких к полному давлению, при этом улучшается работа арматуры,

*Куриков В.Ф. и др. Арматура атомных энерго-
станций. - М. Энергоиздат, 1982*

поскольку общий перепад давлений делится на несколько ступеней, на каждой срабатывает только часть перепада, уменьшается скорость среды в суженном сечении, уменьшается эрозия металла, предотвращается возможность вторичного вскипания воды и значительно снижается уровень шума.

Регулирующая арматура, как правило, не должна использоваться как запорная, поэтому для герметичного перекрытия прохода среды в трубопроводе помимо регулирующей устанавливаются запорную арматуру. Это необходимо еще и потому, что наиболее часто применяемые двухседельные регулирующие клапаны не могут обеспечить герметичное перекрытие обоих седел одновременно. Если по условиям работы необходимо герметичное перекрытие седла, должны быть использованы односедельные клапаны. Так, на энергетических установках используются регулирующие односедельные игольчатые клапаны с дистанционным управлением от электропривода.

Регулирующие клапаны широко используются в системах регулирования с посторонним источником энергии (на АЭС в основном с электрическим). Для поддержания давления в требуемых пределах без постороннего источника энергии используются регуляторы давления («до себя» и «после себя»), в которых источником энергии является рабочая среда, транспортируемая по трубопроводу и служащая одновременно управляющей средой.

Эксплуатационные свойства регулирующей арматуры в значительной мере определяют характеристики, которые можно разделить на гидравлические, ходовые и конструктивные. Пропускная способность регулирующего клапана K_{VS} — расход, $m^3/ч$, жидкости плотностью $1000 \text{ кг}/m^3$, протекающей через клапан при перепаде давления на нем $0,1 \text{ МПа}$ ($1 \text{ кгс}/cm^2$) и соответствующем значении хода — высоты подъема плунжера S . Условная пропускная способность $K_{Vу}$ представляет собой номинальное значение пропускной способности при условном ходе затвора. Начальная пропускная способность K_{V0} — теоретическая величина пропускной способности при ходе, равном нулю, задаваемая для построения пропускной характеристики. Минимальная пропускная способность $K_{V\text{мин}}$ — минимальное значение пропускной способности, при которой сохраняется пропускная характеристика регулирующего органа в допустимых пределах. Максимальная действительная пропускная способность K_{V100} представляет собой значение пропускной способности при максимальном действительном ходе затвора.

При расчетах в выборе арматуры употребляется условная пропускная способность $K_{Vу}$, определяемая как среднее значение K_{V100} для клапанов данного типоразмера. Отклонение действительной величины K_{V100} от $K_{Vу}$ не должно превышать 8%. Для регулирующих клапанов с размерами от $D_y = 15 \text{ мм}$ до $D_y = 500 \text{ мм}$ значения $K_{Vу}$ обычно образуют следующий ряд, $m^3/ч$: 6,3; 10; 16; 25; 40; 63; 100; 160; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2500; 4000.

Для удобства анализа, оценки и расчетов, как правило, используют относительную пропускную способность q и относительный ход l . При этом $q = K_V/K_{Vу}$ и $l = S/S_y$ изменяются от 0 до 1.

Пропускная характеристика $K_V = f(S)$ определяет зависимость пропускной способности от перемещения затвора S . Промышленность выпускает регулирующие клапаны в основном с линейной и равнопроцентной пропускной характеристиками, которые наиболее часто применяются при управлении техническими процессами на производстве. При линейной пропускной характеристике приращение относительной пропускной способности пропорционально относительному ходу $dq = m dl$, где m — коэффициент пропорциональности (тангенс угла наклона характеристики). При равнопроцентной характеристике приращение относительной пропускной способности пропорционально текущему значению относительной пропускной способности

$$dq/dl = m_1 q,$$

где m_1 — коэффициент пропорциональности.

Таким образом, $q = f(l)$ — пропускная характеристика клапана в относительных единицах, а $K_V = f(S)$ — в абсолютных. Использование пропускных

характеристик в безразмерном виде удобно для общей оценки различных по размерам клапанов.

При малых значениях K_V пропускная способность может не соответствовать пропускной характеристике. Отношение условного значения пропускной способности клапана к минимальной пропускной способности представляет собой диапазон регулирования $D = K_{V_{\max}} / K_{V_{\min}}$, который в серийных двухседельных клапанах при линейной характеристике равен 7,5, а при равнопроцентной — 18.

На рис. 2.5 изображены линейная и равнопроцентная пропускные характеристики. Такие зависимости действительны при постоянном перепаде давлений на клапане, т. е. в условиях, когда перепад давлений на клапане не зависит от расхода среды, а в регулируемой системе все остальные гидравлические сопро-

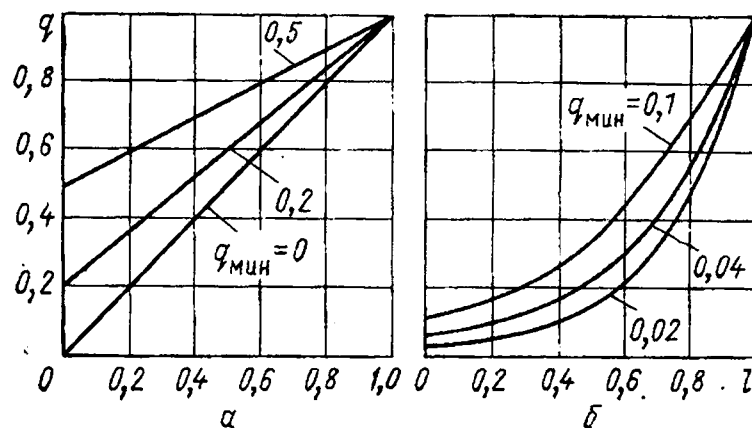


Рис. 2.5. Линейная (а) и равнопроцентная (б) пропускные характеристики $q = f(l)$ регулирующих клапанов.

тивления по сравнению с гидравлическим сопротивлением клапана пренебрежимо малы. В этом случае расходная характеристика клапана совпадает с его пропускной характеристикой.

В реальных трубопроводных системах перепад давлений на регулирующем клапане изменяется в зависимости от гидравлических характеристик насосной установки, составляющих элементов трубопроводной системы, расхода среды потребителями, свойств перемещаемой среды, ее вязкости, гидравлического режима движения, способности вскипания в связи с понижением давления и некоторых других факторов. В этих условиях расходная характеристика клапана не совпадает с его пропускной характеристикой. По существу расходная характеристика клапана определяет собой расходную характеристику системы (с установленным на ней регулирующим клапаном), выражающую зависимость пропускной способности системы от хода плунжера клапана.

Характер и степень различия пропускной и расходной характеристик определяются в зависимости от отношения $n = K_{Vy} / K_{Vt}$, где K_{Vt} — пропускная способность системы (трубопровода) без арматуры. На рис. 2.6 приведены расходные характеристики клапанов с линейной и равнопроцентной пропускными характеристиками при различных значениях n . С увеличением n расходные характеристики все больше отличаются от пропускных, в связи с этим для получения линейной расходной характеристики, которая желательна в подавляющем большинстве случаев эксплуатации систем, при $n \leq 1,5$ целесообразно применять регулирующие клапаны с линейной, а при $n \geq 3$ с равнопроцентной пропускными характеристиками. При $1,5 < n < 3$ пропускная характеристика выбирается с учетом конкретных условий эксплуатации регулирующего клапана. В процессе эксплуатации регулирующий клапан обычно работает в условиях, когда используется определенный участок хода плунжера. Задаваясь длиной этого участка l и требуемыми значениями коэффициента пропускной способности, с помощью графика на рис. 2.7 выбирают кривую, удовлетворяющую этим требованиям, и по ней находят требуемое значение K_{Vy} для клапана. Последнее определяет собой и необходимое значение D_y .

10

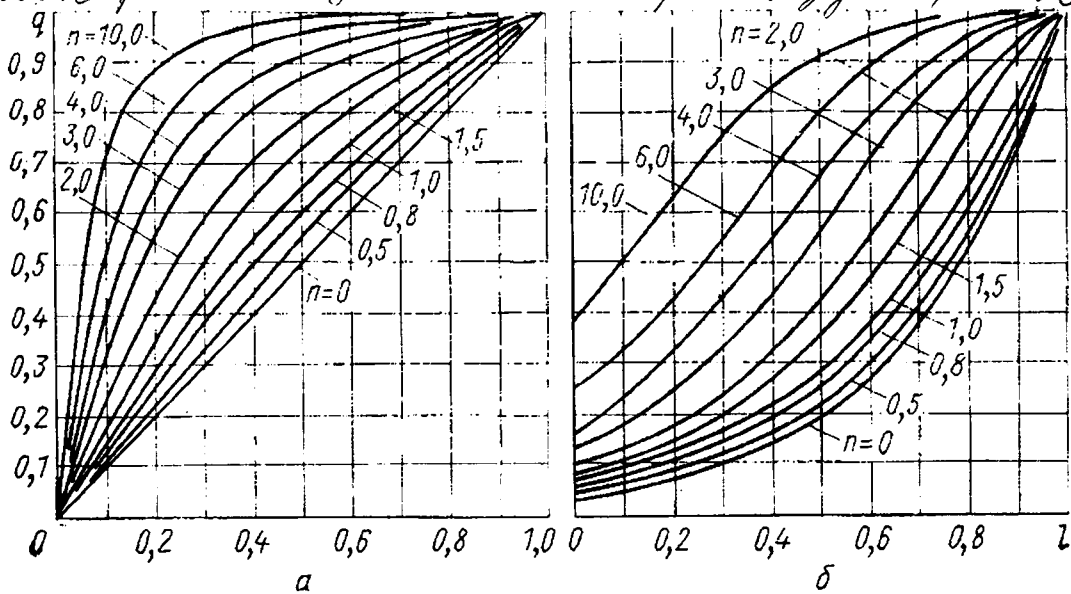


Рис. 2.6. Расходные характеристики клапанов с линейной (а) и равнопроцентной (б) пропускными характеристиками при различных значениях n .

При выборе регулирующего клапана желательно обеспечить близкое совпадение требуемого и действительного значений K_{V100} (с учетом необходимого запаса). При значении K_{V100} , меньшем, чем требуется, не будет обеспечен максимальный расход среды через систему, при большем значении K_{V100} регулирующий клапан будет работать в более узком интервале значений S , что ухудшает его эксплуатационные показатели: увеличивается погрешность регулирования, усиливается износ седла и плунжера в связи с работой на узких щелях

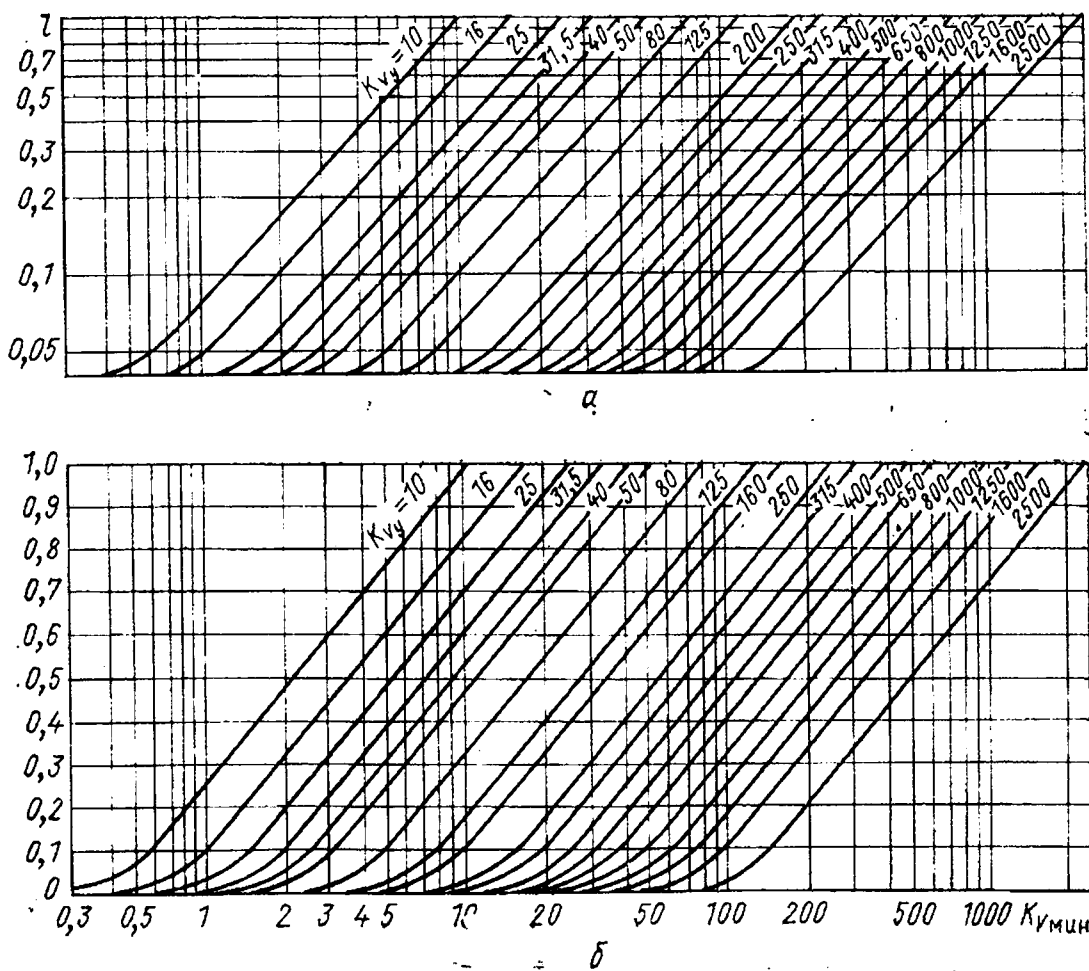


Рис. 2.7. График для выбора регулирующего клапана с линейной (а) и равнопроцентной (б) пропускными характеристиками.

и т. д. Поскольку номенклатура выпускаемых регулирующих клапанов ограничена, они во многих случаях работают в пределах части полного хода плунжера, определяемой рабочими значениями $K_{V \max}$ и $K_{V \min}$ при соответствующих им рабочих значениях хода плунжера S_{\min} и S_{\max} , определяемых по расходной характеристике.

В конечном итоге выбор регулирующего клапана из числа серийно выпускаемых по его гидравлическим параметрам сводится к выбору вида пропускной характеристики (линейной или равнопроцентной) и его условного диаметра прохода D_y . Методика выбора регулирующих клапанов и заслонок приведена в ГОСТ 16443—70. Условный диаметр прохода D_y регулирующего клапана определяется по требуемому значению K_{V_y} , которое находится из условия $K_{V_y} \geq 1,2 K_{V \max}$, где $K_{V \max}$ — наибольшее рабочее (требуемое расчетное) значение K_V при полном подъеме плунжера.

Коэффициент запаса 1,2 принимается с учетом отклонений K_{V_y} в пределах $\pm 8\%$, а также с целью обеспечить возможность регулирования при значениях $K_{V \max}$ не только в сторону уменьшения расхода, но и в сторону его увеличения. Необходимость иметь запас диктуется и тем, что в процессе эксплуатации системы могут меняться давление, температура, вязкость и прочие параметры среды. Поскольку для обеспечения достаточно высокого качества регулирования значение D_y клапана следует выбирать возможно ближе к расчетному, по вычисленному значению K_{V_y} с учетом данных из каталогов выбирают регулирующий клапан с ближайшим большим значением K_{V_y} .

Дросселирующая арматура обычно работает в условиях значительных перепадов давлений. В состав ее входят дросселирующие устройства к охлаждающим парам РОУ (редукционно-охладительные установки) и БРОУ (быстродействующие, или быстродействующие, редукционно-охладительные установки), охладители пара, дроссельные игольчатые вентили и дроссельные шибберные задвижки с электроприводом.

Помимо РОУ и БРОУ применяются редукционные установки РУ и быстродействующие редукционные установки БРУ. БРОУ и БРУ открываются в 2 раза быстрее, чем обычные (15 с против 30 с). В особо важных случаях скорость включения составляет 2—4 с. В АЭС с турбинами на насыщенном паре используются только редукционные установки. Они применяются, например, для сброса пара из парогенератора в основной конденсатор, минуя турбину. Необходимость в этом появляется, когда турбина сбросила нагрузку по каким-либо причинам или пар еще в пусковом режиме и не должен направляться в турбину, или ведется расхолаживание реакторной установки. Линия БРУ отводится от соединительной паровой магистрали и при внезапном закрытии клапанов турбины острый пар сбрасывается в конденсатор. Используется БРУ и для получения пара требуемых параметров для стационарных нужд. РУ (БРУ) снижают давление и уменьшают температуру пара. Как правило, эти установки периодического действия и работают обычно сравнительно непродолжительное время, но при включенной РУ дроссельная арматура работает непрерывно.

Схема редукционно-охладительной установки приведена на рис. 2.8. Процесс снижения давления и температуры пара происходит следующим образом. В редукционном клапане 1 (дроссельном) с электроприводом и в пароохладителе 3 снижается давление пара, после чего в пар с помощью форсунок 2 впрыскивается вода, снижающая температуру пара до требуемого значения. Для стабилизации параметров пара необходим определенный участок трубопровода, поэтому расход воды на впрыск регулируется при помощи клапана 7, работающего по импульсам, отбираемым в точке 8 на расстоянии 8—10 м после пароохладителя. Пароохладитель снабжен дроссельными решетками 9. Охлаждающая вода через быстродействующий запорный вентиль 5 поступает в дроссельное устройство 6, представляющее собой набор дроссельных шайб, и затем в трехходовой регулирующий клапан 7. Благодаря действию дроссельного устройства перед регулирующим клапаном всегда поддерживается постоянное давление на 1,0—1,5 МПа выше, чем в пароохладителе, так как при всех нагрузках расход воды через дроссельное устройство постоянен. Основная масса

чения щели значительно меньшей, чем площадь отверстия в седле (обычно в 5—6 раз).

По способу нагружения усилием тарелки предохранительные клапаны подразделяются на рычажно-грузовые и пружинные. Подача среды может осуществляться в направлении «под тарелку» или «на тарелку». Пружинные клапаны более компактны, имеют меньшую массу, позволяют применять полноподъемные конструкции герметично закрытого типа с отводом среды в требуемые системы или емкости. Рычажно-грузовые клапаны на АЭС употребляются редко и в основном в качестве импульсных клапанов в ИПУ. Их недостаток — сильные удары тарелки по седлу под действием грузов, в связи с чем могут деформироваться уплотнительные поверхности седла и тарелки. Трение в шарнирах рычагов снижает чувствительность и увеличивает погрешности настройки срабатывания клапана.

Пружинные полноподъемные предохранительные клапаны (рис. 2.9) применяются на паровых и газовых контурах сравнительно небольших диаметров (до 50 мм). Чтобы не допустить утечки среды в окружающую атмосферу, применяются сильфонные предохранительные клапаны, отличающиеся от обычных наличием удлиненного штока и проставки, равной длине сильфона. Последний несколько снижает давление обратной посадки, поскольку возникает дополнительное усилие от давления в надзолотниковой полости на эффективную площадь сильфона. При установке таких клапанов в системах первого контура они должны снабжаться электромагнитным приводом на открывание и закрывание для повышения надежности срабатывания клапана.

В первых контурах АЭС с ВВЭР предохранительные клапаны устанавливаются обычно на компенсаторах объема. При открывании этих клапанов образующийся пар сбрасывается в барботер под уровень воды. Помимо основных имеются дополнительные предохранительные клапаны меньшего диаметра прохода на каждой из петель ВВЭР в их отключаемых частях.

В одноконтурных АЭС предохранительные клапаны устанавливают на барабанах или трубопроводах. Во всех случаях сброс из них производится только в барботажные устройства, поскольку пар на этих станциях радиоактивен. В свою очередь, на барботерах имеются ИПУ с большой пропускной способностью (600 т/ч). По методу нагрузки ИПУ подразделяются на уп-

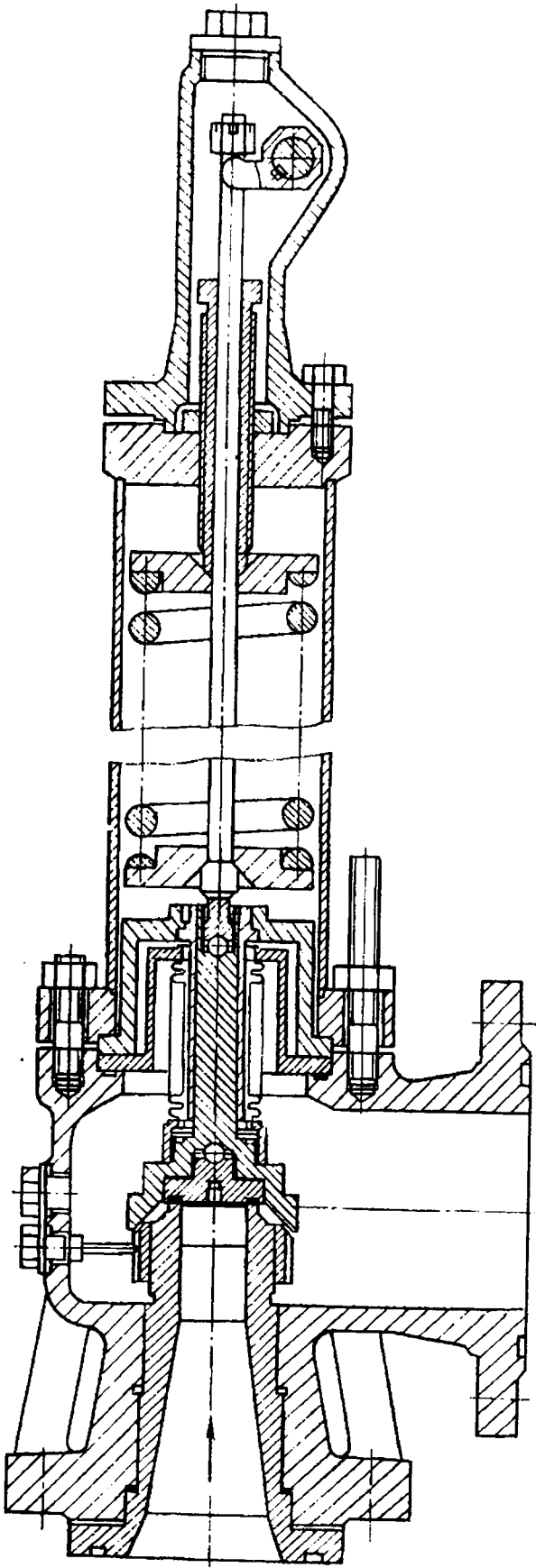


Рис. 2.9. Полноподъемный предохранительный клапан.

раваемые от рабочей среды, пружинные со вспомогательным управлением (с электромагнитной, пневматической или гидравлической нагрузкой), пилотные предохранительные устройства (имеющие управляющий элемент).

Предохранительные клапаны прямого действия имеют пропускную способность до 120—130 т/ч, что ограничивает их применение на АЭС. Для реакторных установок мощностью 1000 МВт требуются предохранительные клапаны с расходом пара 600—800 т/ч и более, такое количество пара целесообразно сбрасывать при помощи импульсно-предохранительных устройств, состоящих из главного клапана большого диаметра и небольшого импульсного клапана прямого действия.

Учитывая особые условия работы оборудования АЭС, Правила [9] предусматривают, что количество предохранительных клапанов, их размеры и пропускная способность должны быть определены расчетом так, чтобы давление в оборудовании не поднималось выше 110% рабочего. На компенсаторах объема, парогенераторах, а также на барабанах-сепараторах одноконтурных АЭС должно быть не менее двух предохранительных клапанов, один из которых контрольный. Если проверка исправности предохранительного клапана на работающем оборудовании невозможна, перед клапаном устанавливают переключающие устройства, позволяющие проверять исправность предохранительного клапана с отключением его от оборудования. Переключающие устройства при любом их положении должны оставаться соединенными с оборудованием оба или один предохранительный клапан, при этом число предохранительных клапанов должно быть удвоено. Клапаны устанавливаются соединенными попарно или иным способом.

На компенсаторах объема, барабанах-сепараторах и других сосудах первого контура, а также парогенераторах должны устанавливаться только импульсные предохранительные устройства. Причем вспомогательный импульсный клапан должен быть прямого действия диаметром не менее 15 мм и снабжен электромагнитным приводом на открывание и закрывание. В остальных случаях допускается применение рычажно-грузовых или пружинных (прямого действия) предохранительных клапанов, диаметр прохода которых должен быть не менее 20 мм.

Предохранительные клапаны должны устанавливаться на патрубках или трубопроводах, непосредственно присоединенных к оборудованию без промежуточных запорных органов. При наличии в графито-водяных реакторах каналов с перегревом пара импульсные предохранительные клапаны (устройства непрямого действия) должны быть установлены на выходных коллекторах пароперегревательных каналов или на паропроводе до главного запорного органа.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением, меньшим давления питающего их источника, должны быть снабжены автоматическим редуцирующим устройством с манометром и предохранительным клапаном, установленными на стороне низкого давления. Установка запорных органов между предохранительным клапаном и защищаемым им объектом не допускается [10].

Для правильного выбора предохранительного клапана необходимо учитывать следующие основные условия его работы: фазовое состояние рабочего продукта (газ, пар, жидкость), наличие противодействия на выходе из клапана и возможность его изменения в процессе эксплуатации, место установки, необходимость вспомогательного дублирующего управления для открытия и закрытия клапана, давление срабатывания и требуемый расход при этом, давление обратной посадки, температура рабочей среды, а также требования по степени герметичности (допускаемой протечке) в затворе клапана при рабочих параметрах среды в защищаемой системе.

Фазовое состояние рабочего продукта обуславливает тип клапана, а именно: для газообразных сред и пара используются, как правило, полноподъемные предохранительные клапаны, для жидких — малоподъемные предохранительные клапаны пропорционального действия (пружинные).

Наличие противодействия на выходе из предохранительного клапана определяет его конструкцию. В этом случае все надклапанное пространство находится под давлением среды, и конструкция предохранительного клапана должна предусматривать герметизацию его полости по отношению к внешней среде. Этому условию не удовлетворяют грузовые предохранительные клапаны, в ко-

торых шток свободно движется в направляющем отверстии крышки, поэтому они не должны быть использованы для работы с противодавлением. Применение грузовых предохранительных клапанов в этих условиях может привести к тяжелым последствиям, в особенности на трубопроводах с радиоактивными жидкостями. Через зазор между крышкой и штоком будет проходить среда, создавая возле объекта опасную зону. Если давление за клапаном может изменяться в процессе работы системы, должны применяться только клапаны с уравнивающим элементом (например, сильфоном), так как в противном случае изменение давления за клапаном приведет к разрегулировке его настройки, т. е. преждевременному срабатыванию при уменьшении противодействия или повышению давления срабатывания при повышении противодействия.

Необходимость вспомогательного (дублирующего) управления диктуется условиями работы, местом установки клапана и требованиями по регламентным работам. Когда клапан устанавливается в необслуживаемых помещениях, допускаются конструкции без ручного подрыва. При установке в обслуживаемых помещениях, а также в тех случаях, где требуется проверка работоспособности клапана при проведении регламентных работ, должны применяться только клапаны с ручным подрывом или с подрывом от постороннего источника энергии (пневматического или электромагнитного). ИПУ должны обязательно снабжаться электромагнитами для принудительного подрыва и закрытия (нормы ФРГ и США допускают использование для принудительного подрыва и закрытия клапанов пневматических и гидравлических устройств).

Требуемые материалы корпусных частей и уплотнительных колец выбираются с учетом физических и коррозионных свойств среды, рабочих давления и температуры среды. Наиболее часто используется фланцевое соединение предохранительного клапана с емкостью, сосудом или трубопроводом или присоединение с заркой.

Предохранительный клапан в открытом виде должен пропускать рабочую среду с расходом, равным или несколько большим, чем расход поступающей в обслуживаемый сосуд среды; только в этом случае давление в сосуде будет снижаться. Поэтому пропускная способность предохранительного клапана является важным и ответственным параметром. При расчете количества и размеров предохранительных клапанов может быть использована следующая формула для определения пропускной способности предохранительного клапана, т/ч.

$$G = 3,16BK_{vy} \sqrt{\Delta p \rho_1},$$

где ρ_1 — плотность среды, г/см³, при абсолютном давлении среды до клапана и температуре t_1 ; B — коэффициент, учитывающий расширение газовой среды или пара (табл. 2.12), для жидкостей $B = 1$, для газов и пара $B < 1$; Δp — перепад давлений на клапане, МПа. Значение коэффициента B может быть определено по формуле

$$B = \frac{1}{\sqrt{1-\beta}} \sqrt{\frac{k}{k-1} (\beta^{2/k} - \beta^{(k+1)/k})},$$

где $\beta = p_2/p_1$; p_1 и p_2 — абсолютные давления среды соответственно до и после клапана; k — показатель адиабаты для данной газообразной среды, зависящий от давления и температуры среды. Для воздуха при температуре 20° С и атмосферном давлении $p = 0,1013$ МПа $k = 1,4$. Пропускная способность клапана K_{vy} принимается по каталожным данным.

Правила устройства и безопасности эксплуатации оборудования АЭС, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок предусматривают для определения пропускной способности предохранительного клапана возможность использовать его расходную характеристику или применить для расчета формулу

$$G = 5,08\alpha FB \sqrt{(p_1 - p_2) \rho_1},$$

инструкция Д.Ч. и др. Аппаратура атомных электростанций 1882
 чего давления (если это подтверждено расчетом). Разрывная мембрана может быть установлена перед предохранительным клапаном при условии, что между ними будет устройство, позволяющее контролировать исправность разрывной мембраны. Минимальный рабочий диаметр мембраны определяется по необходимой площади мембраны

$$F = \frac{G}{5,01\alpha V \sqrt{(p_1 - p_2) \rho_1}}$$

где F — площадь мембраны, мм².

Для отверстий, образующихся после разрушения мембраны, принимается коэффициент расхода $\alpha = 0,8$. При наличии противодействия за клапаном оно должно учитываться при расчете пропускной способности клапана. Рабочая среда, выходящая из предохранительного клапана, должна отводиться в безопасное место. Отводящие трубы должны быть снабжены устройством для слива скопившегося в них конденсата. Установка запорных органов на отводящих и дренажных трубах не допускается. Выброс радиоактивной воды в атмосферу не разрешается.

В табл. 2.14 приведены основные параметры предохранительных клапанов прямого действия, а в табл. 2.15—2.17 ИПУ разработки ЦКБА и ЧЗЭМ, применяемых на АЭС.

Таблица 2.16. Комплектация импульсно-предохранительных устройств

Обозначение главного клапана	Рабочее давление главного и импульсного клапанов, МПа	Обозначение импульсного клапана	Количество импульсных клапанов на один главный, шт.
Р 59015-600	0,27	А 56006-01-025 или И 56004-40	2 1
Р 59015-600	0,6	Р 56004-025 или И 56004-040-01	2 1
Р 59015-600	1,15	Р 56004-025 или И 56004-040-02	2 1

Предохранительные клапаны в зависимости от конструкции устанавливаются на горизонтальных патрубках и на вертикальных участках трубопроводов с вертикальным расположением штока, направленным вверх. Импульсные клапаны устанавливаются на специальном каркасе, в положении штокам строго вертикально.

При компоновке ИПУ импульсные клапаны должны устанавливаться как можно ближе к защищаемым сосудам и главному клапану, чтобы гидравлические сопротивления трактов подачи рабочей среды от сосуда до импульсного клапана и от импульсного до главного были минимальны, так как в противном случае увеличивается время срабатывания ИПУ. При установке электроконтактного манометра (ЭКМ) следует помнить, что импульсы на ЭКМ и ИК должны быть взяты с того сосуда, который защищает ГПК, причем точки отбора импульса должны быть расположены на таком расстоянии от штуцера ГПК, чтобы во время его срабатывания возмущение среды не сказывалось на работе ЭКМ и ИК.

Иркутск А.Ф. и др. Арматура атомных электростанций
М., Энергиздат, 1982
 Таблица 2.17. Предохранительная арматура ЧЗЭМ из углеродистой стали для АЭС

Наименование	Обозначение	D_y , мм	p_p , МПа	t_p , °C
Главный предохранительный клапан на 700 т/ч	899-250/400-0	250/400	8	300
Импульсно-предохранительный клапан	901-20-ЭМ	20	8	300
Предохранительный клапан	969-250/300-0-01	250/300	8	300
	969-250/300-0-02		6,8	282
	969-250/300-0-03		4,0	285
Предохранительный клапан Импульсный клапан	Э2875-0	250/350	6	275
	586-20-0-01	20	6	275
	586-20-0-02	20	8	300

2.5. ВЫБОР ЗАЩИТНОЙ АРМАТУРЫ

Защитная арматура, так же как и предохранительная, предназначена для предотвращения аварийных ситуаций в системе, которую она обслуживает. Разница между ними заключается в том, что предохранительная арматура открывается и избыток среды сбрасывается из системы при повышении давления сверх установленного, а защитная арматура закрывается при повышении значения контролируемого параметра сверх установленного.

Защитная арматура подразделяется на автономно действующую, в которую входят обратные и отключающие клапаны, и управляемую (защитные устройства). Защитное устройство состоит из быстродействующего запорного (отсечного) устройства (быстродействующего запорного клапана, задвижки, крана), чувствительного элемента, который реагирует на изменение контролируемого параметра и дает командный сигнал, и привода (пнеumo-, гидро- или электропривода), перемещающего затвор запорного устройства. Иногда закрытие происходит под действием заранее взведенной пружины. Быстродействующие клапаны изготовляют с условным диаметром прохода до $D_y = 700 \div 800$ мм.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения обратного потока в трубопроводе и срабатывают при образовании обратного потока в связи со снижением давления в одном из элементов системы. Обратные клапаны бывают подъемные и поворотные (захлопки), горизонтальные (для горизонтальных трубопроводов) и вертикальные (для вертикальных трубопроводов) (рис. 2.10). Они устанавливаются на линии только в одном направлении — с движением среды «под клапан» при открытом положении. Чтобы сделать обратный клапан более чувствительным к перемене направления потока и ускорить его посадку, тарелку снабжают пружиной или дополнительной массой. Это, однако, повышает гидравлическое сопротивление, т. е. потерю напора на перемещение среды в трубопроводе. Широкое применение на АЭС получили обратные поворотные клапаны безударной конструкции со смещенной осью поворота тарелки.

Вертикальные обратные клапаны помимо своего основного назначения выполняют еще одну функцию — предохраняют насос от запаривания. Для этой цели в корпусе предусмотрен специальный патрубок, к которому присоединяется линия рециркуляции. При работающем насосе и закрытой запорной задвижке или закрытом обратном клапане эта линия обеспечивает сброс воды в деаэрактор. Чтобы предотвратить быструю эрозию вентиля, на линии рециркуляции устанавливается дросселирующее устройство.

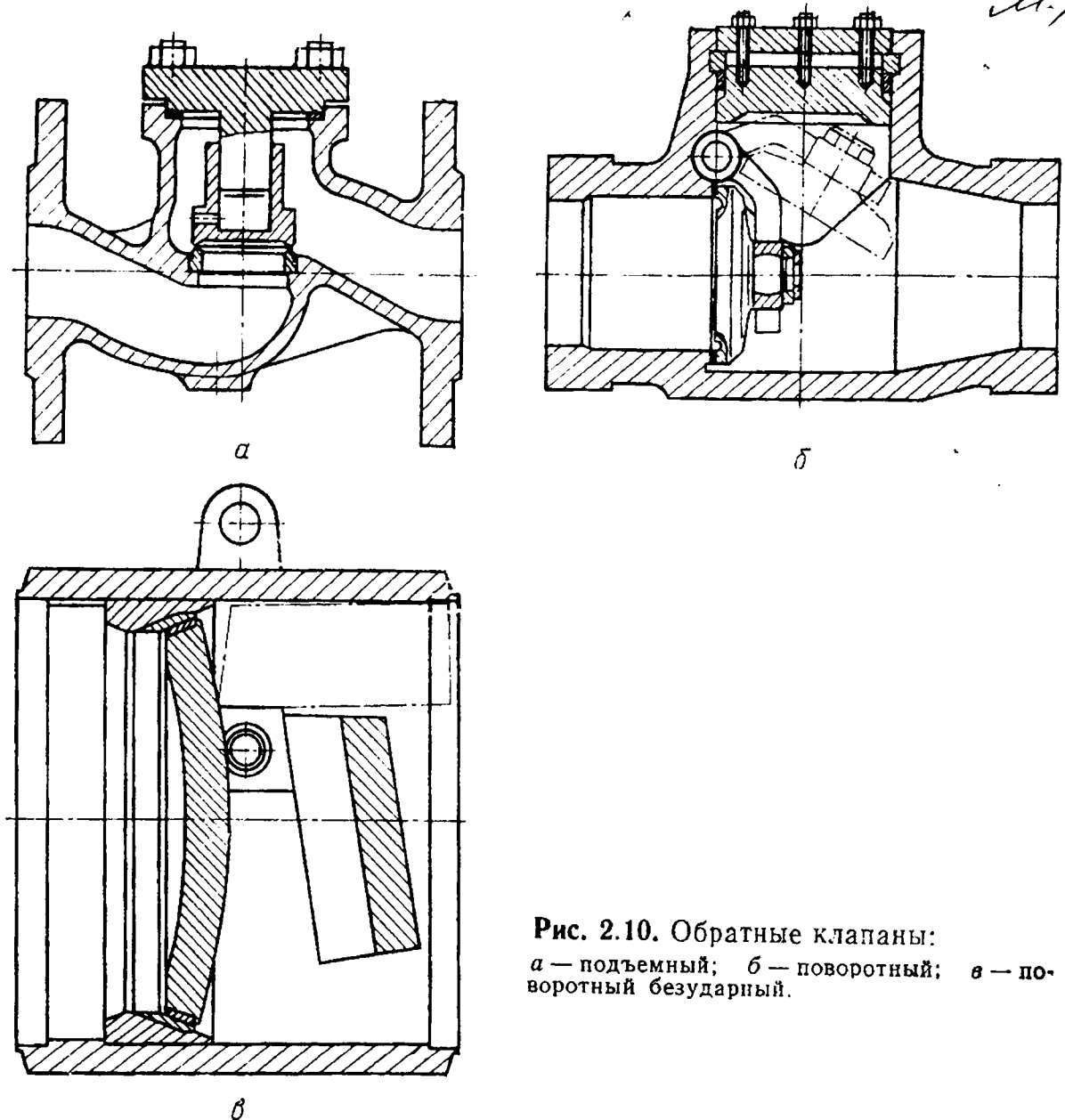


Рис. 2.10. Обратные клапаны:
а — подъемный; б — поворотный; в — по-
воротный безударный.

Обратные клапаны устанавливаются на всех питательных магистралях перед питаемым агрегатом (реактором, парогенератором, испарителем и т. п.). Пример установки обратного клапана показан на рис. 2.11, в котором запорная арматура с приводом установлена на всасывающей линии насоса, а на линии нагнетания монтируется обратный клапан.

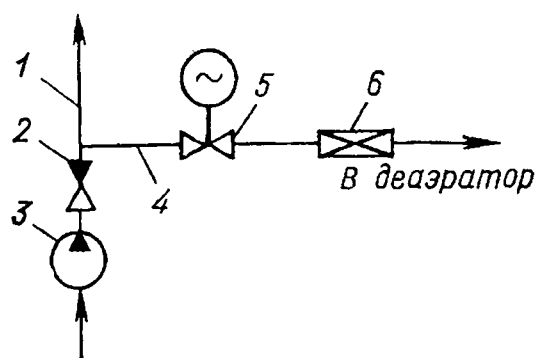


Рис. 2.11. Пример установки обратного клапана:

1 — питательная линия; 2 — обратный клапан; 3 — насос; 4 — линия разгрузки; 5 — запорная арматура с электроприводом; 6 — дросселирующее устройство.

Последний автоматически срабатывает (закрывается), как только остановится насос и появится обратный поток, после чего задвижка или другое запорное устройство может быть закрыто практически без перепада давлений на затворе. Обратные клапаны, устанавливаемые на главных трубопроводах, должны, как правило, в закрытом положении допускать естественную циркуляцию теплоносителя для съема остаточного тепловыделения в реакторе и для поддержания в контуре температуры, равной температуре в обслуживаемой установке. С этой целью в некоторых конструкциях полное закрытие обратного клапана может происходить только при об-

ратном потоке больше заданного расхода, но и при этом естественная циркуляция не прекращается, так как в диске каждого обратного клапана предусматривается небольшое отверстие, достаточное для циркуляции среды. В отдельных случаях обратный клапан используется как невозвратно-запорная арматура, для чего он снабжается шпинделем или другим устройством, позволяющим прижать тарелку клапана к седлу и зафиксировать ее в таком положении.

Все горизонтальные обратные клапаны энергетической арматуры снабжаются патрубками под приварку к трубопроводу, вертикальные обратные клапаны — фланцами. В настоящее время в энергетике наблюдается тенденция к замене подъемных горизонтальных обратных клапанов поворотными. В табл. 2.18 и 2.19 приведены некоторые из обратных клапанов, применяемых на АЭС.

Таблица 2.18. Обратные клапаны для АЭС

Обозначение исполнения	D_y , мм	p_p , МПа	t_p , °C	Материал корпуса	Класс и группа арматуры по условиям эксплуатации
Л 44077-100 Л 44077-100-01	100	4	350	К У	2Б 2Б, 3Б
Л 44077-200 Л 44077-200-01	200	4	350	К У	2Б 2Б, 3Б
Л 44077-300 Л 44077-400	300 400	4	350	К	2Б
Л 44077-600 Л 44077-600-01	600	4	350	К У	2Б 2Б, 3Б
Л 44082-050 Л 44082-065 Л 44082-300	50 65 300	10	350	К	2А
ПТ 44049-800 ПТ 44049-800-01	800	10	290	У	2А
Л 43020 025 Л 44076-100 Л 44076-200	25 100 200	20	350	К	2А

Примечание. У — углеродистая сталь; К — коррозионно-стойкая сталь.

В целях создания единообразия и унификации изделий арматуры разработаны размерные ряды обратных стальных клапанов, которыми рекомендуется пользоваться при конструировании арматуры и проектировании систем АЭС.

К защитным клапанам относятся отсечные, отключающие, впускные и автоматические. Отсечные НЗ-клапаны (табл. 2.20) предназначены для быстрого отключения трубопровода при аварийной ситуации или по технологическим требованиям. Характерной особенностью их является быстроедействие, которое обеспечивается поршневым пневмоприводом или пакетом тарельчатых пружин, действующих в момент закрывания. Пружины взводятся пневмо- или электроприводом. В электроприводной арматуре для удержания пружин во взведенном состоянии используют защелки, управляемые электромагнитами. Быстродействующие отсечные клапаны устанавливаются, например, во втором контуре ЯЭУ с реакторами, охлаждаемыми водой, между парогенератором и турбиной.

Производительность конденсатоотводчика по холодной воде определяется с учетом его пропускной способности K_{vy} . Для некоторых конденсатоотводчиков даны расходы по холодной воде в зависимости от перепада давлений и номера седла.

Когда необходимо обеспечить большой выпуск конденсата, превышающий производительность серийно выпускаемых конденсатоотводчиков, на месте изготавливаются поплавковые камеры соответствующего объема с закрытым поплавком. При заполнении объема камеры поплавки открывают клапан для выпуска конденсата и закрывают его по окончании выпуска.

При расчете производительности конденсатоотводчика необходимо учитывать уменьшение перепада, вводя поправочный коэффициент, учитывающий увеличение противодавления за конденсатоотводчиком. При отношении температур $t_k/t_n < 0,85$ пропускная способность равна пропускной способности по холодному конденсату. (Здесь t_k — температура конденсата; t_n — температура насыщения.) При отношении $t_k/t_n = 0,85 \div 1$ пропускная способность по конденсату с температурой насыщения составляет 0,5—0,6 от пропускной способности по конденсату с $t_k = 20^\circ \text{C}$.

Расчет конденсатоотводчиков всех типов производят по формулам:

$$G_1 = (50 \div 60) K_{V \text{ макс}} \sqrt{\Delta p \rho_t} \text{ для } t_k/t_n = 0,85 \div 1,0;$$

$$G_2 = 100 K_{V \text{ макс}} \sqrt{\Delta p \rho_t} \text{ для } t_k/t_n < 0,85,$$

где G_1, G_2 — действительная пропускная способность по конденсату при рабочих параметрах, кг/ч; $\Delta p = p_1 - p_2$ — перепад давления до и после конденсатоотводчика, МПа; ρ_t — плотность конденсата, кг/м³, при данной температуре t , °C.

2.7 ВЫБОР ПРИВОДА

Для автоматизированного и механизированного управления арматурой применяются различные типы приводов. При их выборе учитываются интенсивность работы арматуры, место ее установки, возможность обслуживания, взаимосвязь с различной аппаратурой, пожаро- и взрывоопасность окружающей среды, а также экономические факторы.

Несмотря на некоторые недостатки, к которым относятся трудность обеспечения коррозионной защиты, необходимость оснащения сравнительно сложными пультами управления, значительная масса, увеличенная трудоемкость изготовления, электроприводы нашли широкое применение благодаря ряду существенных преимуществ перед другими видами приводов: эти приводы используют электроэнергию только в период работы, могут включаться на месте или дистанционно, что облегчает автоматическое управление процессами, при управлении электроприводами запаздывание во времени от подачи до исполнения команды незначительно. Относительная экономичность использования электроприводов возрастает при увеличении площади обслуживания или расстояния, с которого осуществляется управление. Кинетическую энергию вращающихся частей можно использовать для срыва с уплотнения затвора задвижек при открывании. Монтаж и обслуживание электроприводов не требует высокой квалификации персонала.

Для управления арматурой малых диаметров прохода могут применяться электромагнитные приводы. Их основные преимущества: незначительное количество движущихся деталей, большой ресурс, возможность обеспечения высокой частоты включений, небольшие габариты, удобство конструирования встроенных приводов и др. Недостатки — необходимость постоянной подачи энергии для удержания сердечника, возможность использования только тянущего или толкающего усилия, малый ход, ударное воздействие, зависимость усилия от напряжения, шум в приводах переменного тока.

Наиболее часто арматура с электромагнитным приводом применяется в системах управления и сигнализации для целей дренажа, спуска воздуха и т. п.



Когда для управления арматурой требуются большие усилия, используются гидравлические приводы; их преимущества — плавность хода, малый износ, удобство эксплуатации и недостатки — необходимость размещения насосной или аккумуляторной станции вблизи от управляемой арматуры, а также зависимость характеристик от параметров окружающей среды.

Получили также распространение пневматические поршневые и мембранные приводы. Достоинствами пневматических приводов являются быстрое

открывание и закрывание арматуры (время срабатывания составляет от одной до нескольких секунд), невысокая стоимость, незначительное влияние температуры окружающей атмосферы, высокая коррозионная стойкость, простота включения в логические схемы. К недостаткам пневматических поршневых приводов относят сложность получения постоянной скорости перемещения шпинделя арматуры и обеспечения медленного движения, трудность поглощения кинетической энергии движущихся частей в конце хода, затруднения при обеспечении синхронизации перемещения шпинделей двух или нескольких вентилях или задвижек, необходимость постоянной очистки воздуха от влаги, масла и абразивных частиц.

Мембранные пневматические приводы применяются главным образом в двухседельных регулирующих клапанах.

С вводом в строй мощных блоков АЭС повышается насыщенность систем, оснащенных арматурой, имеющей приводы. В последнее время в связи с повышением требований к арматуре в отношении быстродействия несколько увеличивается количество арматуры с пневмоприводом, однако наиболее распространенным остается электропривод [1, 5].

Электроприводы размещают как непосредственно на арматуре, так и отдельно от арматуры на месте, удобном для обслуживания. В последнем случае передача движения от привода на арматуру происходит через узлы дистанционного управления. Кинематическая цепь передачи при дистанционном управлении включает штанги, шарнирные муфты, зубчатые передачи. Пример схемы ручного дистанционного управления арматурой приведен на рис. 2.14.

Электроприводы широко используются для запорной и позиционно-регулирующей арматуры. Запорная арматура должна управляться таким образом, чтобы в требуемый момент

времени запорный орган был закрыт или открыт в течение заданного интервала времени. При закрытом положении запорного органа затвор должен быть прижат к седлу с заранее установленным усилием. Установка затвора в заданное положение при открывании требуется для всей арматуры и при закрывании параллельных задвижек больших диаметров прохода, в которых создаются условия самоуплотнения запорного органа давлением среды. Промежуточное положение затвора фиксируется путевыми выключателями, останавливающими привод при достижении затвором требуемого положения. Закрывание арматуры и открывание ее с посадкой затвора на «верхнее уплотнение» путем ограничения усилия вдоль шпинделя или штока достигается применением муфт ограничения крутящего момента. Таким обра-

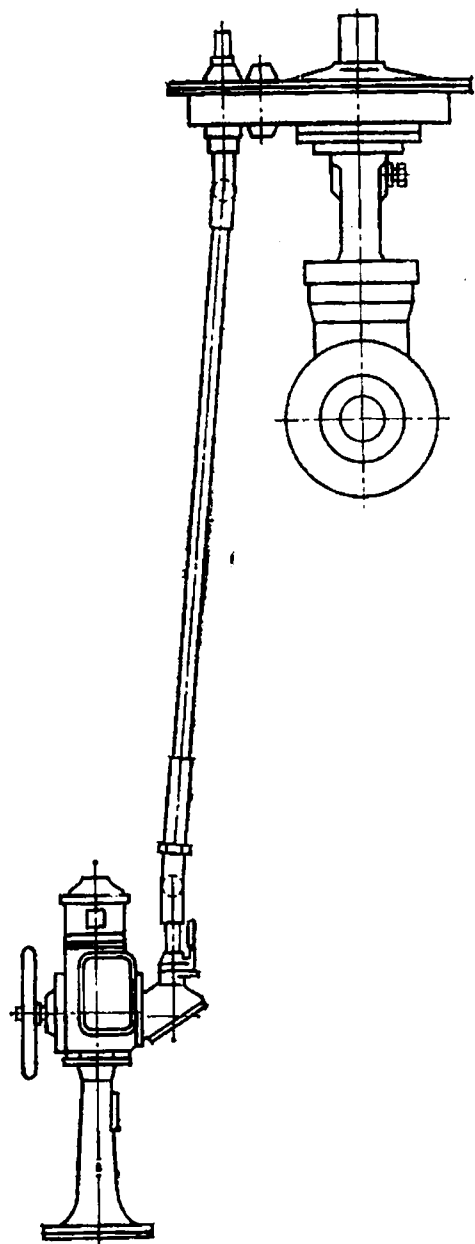


Рис. 2.14. Схема управления арматурой с дистанционно расположенным приводом.

Циркель Н. Ч. и др. Арматура атлантического электростанции. - стр. 1082

зом, электропривод должен создавать возможность закрывать и открывать арматуру с требуемой скоростью, останавливать затвор в заданном положении или при достижении заданного осевого усилия. В соответствии с этими требованиями электроприводы унифицированного ряда позволяют осуществлять следующее:

открывание и закрывание прохода арматуры с пульта управления и остановку затвора арматуры в любом промежуточном положении;

автоматическое отключение электродвигателя муфтой ограничения крутящего момента при достижении затвором крайних положений («открыто», «закрыто») и при аварийном заедании подвижных частей в процессе движения на открытие или закрытие;

сигнализацию на пульте управления крайних положений затвора лампами «НЗ», «Н1» и срабатывание муфты ограничения крутящего момента — лампой «Н2»;

автоматическое отключение электродвигателя путевыми выключателями «S2» и «S3» при достижении затвором арматуры крайних положений;

указание крайних положений затвора на циферблате местного указателя;

указание степени открытия прохода арматуры на пульте управления;

автоматическое переключение электропривода из положения ручного управления на электрическое;

электрическую блокировку электроприводов с работой других механизмов и агрегатов.

В зависимости от значения крутящего момента электроприводы различаются по типам (табл. 2.21). Все электроприводы, кроме электроприводов типа М, имеют по две модификации редукторов, обеспечивающие различные частоты вращения выходного вала. Электроприводы типов Б, В, Г с частотами вращения 40—50 об/мин, типа А с частотой вращения 24 об/мин применяются для управления задвижками. Электроприводы типов Б, В, Г с частотами вращения 20—25 об/мин и типа А с частотой вращения 12 об/мин применяются для управления вентилями.

Т а б л и ц а 2.21. Технические данные электроприводов

Тип присоединения	Крутящий момент, Н·м	Частота вращения приводного вала, об/мин	Интервал настройки предельного числа оборотов приводного вала	Тип присоединения	Крутящий момент, Н·м	Частота вращения приводного вала, об/мин	Интервал настройки предельного числа оборотов приводного вала			
М	5—10	9,5	1—6	Г	1000—2500	20, 40	4—24			
	10—25		4—24				24—144			
А	25—60	12, 24	1—10				144—800			
	60—100		10—45					1—6		
Б	100—250	25, 50	1—6				Д	2500—8500	10	1—6
										В
250—630	24, 48	36—200	6300—10000	9,3	36—200					
630—1000										

Для дистанционного указания степени открытия прохода арматуры электроприводы по особому заказу потребителя поставляют с переменным сопротивлением, которое выполняет функцию датчика.

Электроприводы типов Б, В, Г и Д изготавливаются в нормальном и взрывозащищенном исполнении. Последние применяются в помещениях, где могут скапливаться взрывоопасные и пожароопасные газы, смеси газов, пары жидкостей. Отнесение помещений к пожаро- и взрывоопасным производится в соответствии с «Правилами устройства электрических установок».

Параметры электроприводов отражены в индексе заказа (условном обозначении) привода, состоящем из девяти знаков (цифр и букв). Первые два знака (цифра 87) обозначают электропривод с электродвигателем и редуктором. Следующим знаком является одна из букв М, А, Б, В, Г или Д, обозначающая тип присоединения электропривода к арматуре. Все электроприводы присоединяются к арматуре при помощи четырех шпилек, но размеры опорных площадок и диаметры шпилек для различных типов присоединений различны. С увеличением крутящего момента, развиваемого приводом, они увеличиваются. Чтобы разгрузить шпильки от срезающих усилий, создаваемых передаваемым от привода к арматуре крутящим моментом, предусмотрены шпонки (на присоединениях типов Г и Д по две, на присоединении типа В — одна).

Следующая цифра условно указывает крутящий момент электропривода. Внутри интервала моментов — от наименьшего до наибольшего, на которые рассчитан привод, требуемый момент регулируется муфтой ограничения крутящего момента.

Следующая цифра условно обозначает частоту вращения, об/мин, приводного вала электропривода, передающего вращение ходовой гайке арматуры или шпинделю. Затем указывается условно полное число оборотов приводного вала, которое он может сделать в зависимости от исполнения коробки путевых и моментных выключателей. Этим ограничивается первая группа знаков. Вторая группа состоит из двух букв и цифры. Первая буква второй группы обозначений указывает исполнение привода по климатическим условиям: У — для умеренного климата; М — морозостойкое; Т — тропическое; П — для повышенной температуры. Вторая буква обозначает вид подключения контрольного кабеля к коробке электропривода: Ш — штепсельный разъем; С — сальниковый ввод. Последняя цифра указывает исполнение привода по взрывозащите: 1 — нормальное исполнение Н; 2 — категории взрывозащищенности ВЗГ; 3 — категория В4А; 4 — категория В4Д. Таким образом, электропривод под обозначением 87В571 УС1 имеет следующие данные: 87 — электропривод; В — тип присоединения; 5 — крутящие моменты от 630 до 1000 Н·м; 7 — частота вращения приводного вала 48 об/мин; 1 — полное число оборотов приводного вала (1—6); У — для умеренного климата; С — сальниковый ввод контрольного кабеля; 1 — исполнение по взрывозащите нормальное Н.

В зависимости от установки внутри или снаружи герметичного помещения станции (оболочки) электроприводы подразделяются соответственно на две группы.

К электроприводам арматуры АЭС предъявляются следующие основные требования.

Электропривод должен иметь двухстороннюю муфту ограничения крутящего момента, позволяющую отключать двигатель микровыключателями муфты в крайних положениях и в любом промежуточном при аварийном заклинивании подвижных частей. В сторону закрытия и в сторону открытия муфта должна регулироваться отдельно, ее микровыключатели должны иметь блокировку, исключающую самопроизвольный повторный запуск электродвигателя.

Концевые и путевые выключатели и микровыключатели муфты ограничения крутящего момента должны работать в цепи переменного тока напряжением 220 В. Разрывная мощность контактов не менее 100 Вт.

Должно быть обеспечено автоматическое переключение электропривода из положения ручного управления на электрическое.

Для электроприводов используется консистентная смазка ЦИАТИМ-221.

Встроенный электропривод, установленный на арматуре, позволяет контролировать на месте положение движущихся частей арматуры и обеспечивает передачу этих сведений на пульт управления; он может быть повернут в горизонтальной плоскости на любой угол относительно оси шпинделя, кратный 90°.

Изоляция электрических соединений в корпусе привода и между собой не должна быть ниже 1,0 МОм в наиболее тяжелых условиях работы.

Условия эксплуатации электроприводов арматуры АЭС принимаются следующими: температура окружающего воздуха до 40° С, в герметизированном помещении до 60° С; относительная влажность до 100% при температуре 20° С;

Исследован 2.7. и др. Арматура атомного электростанции. Д.
мощность дозы понижающего излучения в районе установки арматуры $5 \cdot 10^5$ мР/ч. 1882

К электроприводам, работающим под защитной оболочкой, предъявляется ряд дополнительных требований по сохранению работоспособности при следующих условиях:

Температура окружающей среды в случае аварии	до 150°C
Давление окружающей среды	до 0,5 МПа
Влажность	100%
Мощность дозы ионизирующего излучения	$5 \cdot 10^6$ мР/ч

Возможно интенсивное орошение раствором борной кислоты с концентрацией 16 г/кг. В этих электроприводах внутренние полости, в том числе полости коробок путевых и моментных выключателей, должны быть герметичны. Наружные поверхности не должны иметь мест, способствующих накоплению радиационных загрязнений. Электроприводы должны быть укомплектованы герметичным соединителем вилка — розетка.

Для дистанционного указания степени открытия прохода арматуры электроприводы поставляются с переменным сопротивлением, которое выполняет функции датчика. Показывающий прибор в комплект поставки не входит.

На корпусе привода должен быть предусмотрен зажим для заземления. В приводе типа М должен быть предусмотрен также зажим внутри кожуха, соединенный с корпусом привода для присоединения нулевой жилы кабеля 380 В и двигателя АВ-042-4МА1. Заземляющие зажимы должны быть снабжены устройством от самоотвинчивания.

В табл. 2.22 приведены возможные условия эксплуатации электроприводов под оболочкой, которые могут иметь место при различных режимах работы АЭС, включая аварийные.

В табл. 2.23 приведены некоторые технические характеристики электроприводов, предназначенных для работы в обслуживаемых помещениях и в не обслуживаемых помещениях герметизированной зоны — под защитной оболочкой. Электропривод выбирается с учетом наибольшего крутящего момента, необходимого для управления арматурой. Для определения крутящего момента проводится силовой расчет арматуры, который выполняется в следующем порядке.

1. Уточняют условия работы арматуры, определяют технические требования к герметичности, конструкцию, размеры и материал уплотнительных колец, свойства рабочей среды и энергетические параметры среды.

2. Определяют усилие Q_y на тарелке, диске или клине, необходимое для уплотнения затвора.

3. Рассчитывают усилие вдоль шпинделя или штока Q_1 , необходимое для создания усилия Q_y .

4. Определяют общее усилие на шпинделе (штоке) Q_0 , необходимое для перемещения затвора с учетом силы трения в сальнике T , сопротивления, создаваемого сильфоном, и др.

5. Рассчитывают крутящий момент на шпинделе M , необходимый для создания общего усилия Q_0 .

6. Определяют искомый параметр конструкции: крутящий момент на приводе, передаточное отношение редуктора, диаметр маховика, диаметр цилиндра пневмопривода и т. п.

При уточнении условий работы арматуры должны быть установлены: назначение арматуры, рабочая среда и ее свойства, рабочее давление и температура, класс герметичности, время срабатывания, интенсивность эксплуатации (число срабатываний, циклов «открыто — закрыто»), требования по надежности и долговечности, перепад давлений при открывании и направлении движения среды для вентиля и клапанов, материал уплотнительных колец, степень склонности материала к задиранью, предельно допустимые контактные давления на кольцах, геометрические параметры ходовой резьбы, материал деталей ходового узла — шпинделя и ходовой гайки, геометрические размеры сальникового устройства или размеры сильфона и т. п.

При выборе пневмогидроприводов с поступательным движением выходного звена используются данные о Q_0 , при выборе электроприводов и пневмо-

Оборудование должно быть остановлено или отключено в случаях, предусмотренных производственными инструкциями, в частности:

при повышении давления сверх рабочего более чем на 10% и дальнейшем увеличении его, несмотря на соблюдение всех требований, указанных в инструкции;

при неисправности 50% предохранительных клапанов;

при неисправности предохранительных блокировочных устройств;

при увеличении давления, температуры или активности в помещениях, где расположено оборудование;

при выходе из строя источников надежного питания электроэнергией.

В случае возникновения аварийной обстановки нарушения ядерной безопасности, повышения радиоактивности сверх установленной нормы и других подобных случаях срабатывает система аварийной сигнализации, обслуживающая все помещения, и используется телефонная и громкоговорящая связь. Во всех случаях обслуживающий персонал должен действовать в соответствии с производственными инструкциями и указаниями руководящего персонала станции.

Работа арматуры или трубопровода должна быть запрещена, если истек срок очередного освидетельствования или выявлены дефекты, угрожающие надежной и безопасной их работе, о чем должна быть произведена запись в паспорте арматуры или трубопровода с указанием причины запрещения работы.

Инспекция Госгортехнадзора осуществляет контроль за соблюдением Правил [9], который заключается в следующем:

систематический надзор за правильностью эксплуатации оборудования и трубопроводов;

проведение технических освидетельствований арматуры и трубопроводов;

контроль за проведением технических обследований в соответствии с требованиями Правил [9];

контроль за соблюдением графиков планово-предупредительных ремонтов оборудования и трубопроводов.

Систематический надзор включает проверку соблюдения правил и требований производственных инструкций по эксплуатации оборудования обслуживающим персоналом, проверку знаний обслуживающего персонала и соответствия его квалификации занимаемой должности или выполняемым работам, осмотр в доступных местах арматуры в рабочем состоянии, проверку действия запорных и регулирующих органов, контрольно-измерительных приборов и предохранительных устройств оборудования и трубопроводов.

При выявлении среди обслуживающего персонала лиц, не прошедших производственного обучения соответственно занимаемым ими должностям или обладающих неудовлетворительными знаниями, инспектор Госгортехнадзора должен требовать у администрации отстранения их от работы.

ГЛАВА 6

РЕМОНТ АРМАТУРЫ

6.1. ВИДЫ РЕМОНТОВ

Детали арматуры в процессе ее эксплуатации изнашиваются, в результате чего их размеры и форма изменяются. С наступлением предельного состояния деталей возникает отказ, и для восстановления работоспособности арматуры требуется ее ремонт. Необходимость последнего может возникнуть и вследствие внезапного отказа, вызванного заеданием подвижных сопряжений, заклиниванием затвора, поломкой деталей привода, аппаратуры и т. п. В связи с наличием на линиях, системах, установках АЭС большого количества арматуры необходимо иметь хорошо организованную службу ремонта.

Детали арматуры могут подвергаться различным видам изнашивания. Механическое изнашивание происходит в результате взаимного трения деталей, например уплотнительных колец задвижек, шпинделя и ходовой гайки в их резьбовом соединении, валов в подшипниках скольжения и т. п. Степень изме-

нений размеров и формы деталей в результате механического изнашивания (износ) зависит от действующих сил, прочности и твердости металла деталей, числа циклов срабатывания арматуры и износостойкости трущихся поверхностей. Решающую роль при механическом изнашивании могут играть окислительные процессы, происходящие в поверхностном слое металла (окислительное изнашивание), процессы микрорезания абразивными частицами (абразивное изнашивание), усталостные процессы на поверхности металла зубчатых колес и шарикоподшипников (усталостное изнашивание), процессы схватывания металла, смятия шероховатостей и др.

Увеличение срока службы деталей при механическом изнашивании достигается повышением износостойкости материала, которое обеспечивается главным образом путем повышения твердости поверхности металла. Для этой цели применяются: объемная закалка, поверхностная закалка токами высокой частоты, химико-термическая обработка поверхности в виде цементации, азотирования, диффузионного хромирования, алитирования и борирования. В ряде случаев достаточно электролитического хромирования поверхности.

Эрозионному изнашиванию подвергаются детали арматуры, осуществляющие дросселирование жидкости: плунжеры и седла дросселирующих и регулирующих клапанов. Износ при эрозионном изнашивании зависит от режима дросселирования жидкости, продолжительности его воздействия на деталь и свойств материала детали. Различают процессы щелевой или ударной эрозии и кавитационного разрушения металла. При щелевой эрозии поверхности деталей размываются действием струи влажного пара, проходящего с большой скоростью через щель, образуемую седлом и плунжером. При ударной эрозии материал разрушается под действием ударов капель воды о поверхность детали. При кавитационном режиме движения в потоке быстро движущейся среды и соответствующих гидродинамических условиях образуются пузырьки (пустоты) в результате нарушения ее сплошности. Схлопываясь, они создают местные гидравлические удары, которые, действуя на металлическую поверхность, разрушают ее. Увеличение срока службы деталей при эрозионном изнашивании достигается изменением режимов работы арматуры: уменьшением скорости среды в дросселирующем сечении путем снижения перепада давлений, применением ступенчатого (каскадного) дросселирования, увеличением сечения отверстий для прохода среды, применением эрозионно-стойких материалов.

Тепловое изнашивание, или тепловое старение материала, — результат структурных превращений, возникающих в материалах при нагревании. Наиболее характерным, например, является старение резины, в результате чего она теряет эластичность, становится хрупкой и ломкой. Сальниковая набивка под действием высокой температуры и давления выгорает и твердеет.

Химическое изнашивание происходит в результате коррозии — химического воздействия рабочих сред на материал деталей арматуры. В результате образуются химические соединения с низкими механическими свойствами, которые разрушаются под действием силовых нагрузок или вымываются рабочей средой. В конденсате и питательной воде АЭС могут быть растворены соли и газообразные вещества: кислород воздуха, углекислота, азот, аммиак, водород, радиолитический кислород, радиоактивные благородные газы (РБГ — ксенон, криптон, аргон) и др. Однако коррозию металла оборудования вызывают лишь растворы солей, кислород и углекислота. Для удаления солей питательную воду обессоливают, а для удаления коррозионно-активных газов воду деаэрируют химически или термически. Основным методом является термическая деаэрация, заключающаяся в нагреве воды до температуры кипения. Несмотря на обессоливание и деаэрацию, в воде остается некоторое количество веществ, которые вызывают коррозию металлов, в результате чего образуются окислы, оседающие на стенках оборудования, в том числе и на арматуре. В первом контуре окислы, проходя активную зону реактора, приобретают радиоактивные свойства. Вода проявляет активное коррозионное действие: уже через два часа пребывания стали в воде на поверхности металла можно обнаружить следы коррозии.

Коррозия может проявляться в различных видах: общая (всей поверхности металла); трещины (растрескивание стали); щелевая, межкристаллитная, питтинговая (язвенная, точечная) и другие (ножевая, эрозионная, селективное вытравливание). Для арматуры АЭС наибольшую опасность представляет корро-

зионное растрескивание стали, возникающее при одновременном воздействии среды и механических напряжений, в том числе остаточных, например созданных после сварки или термообработки. Наиболее подвержены коррозионному растрескиванию высокопрочные стали и сплавы: трещины могут развиваться между кристаллическими зернами (межкристаллитная коррозия) или пересекая зерна (транскристаллитная).

Можно выделить электрохимическую коррозию, возникающую при соприкосновении деталей с разными электрическими потенциалами. Наиболее часто она действует в местах уплотнений запорных органов и сальниковых уплотнений. Наличие влаги в набивке, оставшейся после гидравлического испытания арматуры или в результате поглощения набивкой влаги и кислорода воздуха при длительном хранении арматуры, создает условия для электрохимической коррозии шпинделя. Во избежание этого явления потенциал металла должен быть более положительным, чем потенциал набивки. Определить разность электродных потенциалов между набивкой и металлом шпинделя можно при лабораторных испытаниях.

Срок службы деталей при химическом изнашивании можно увеличить, используя легированные коррозионно-стойкие стали, применяя коррозионно-стойкие металлические и неметаллические защитные покрытия, в том числе пассивируя поверхности деталей, применяя электрохимическую защиту (катодную—минус на детали) или создавая пассивную анодную пленку (анодная защита—плюс на детали).

Перечисленные механическое, эрозионное, тепловое и химическое изнашивание при известных условиях могут действовать одновременно, что ускоряет выход из строя деталей. Так как в процессе эксплуатации арматуры процессы изнашивания деталей происходят непрерывно, то для обнаружения возможных неисправностей необходимо систематическое наблюдение за ее техническим состоянием. Наиболее тщательного контроля требуют детали сальникового узла запорного органа и ходового узла, а также фланцевые или резьбовые соединения крышки с корпусом и корпуса с трубопроводом.

С течением времени сальниковая набивка приходит в негодность и требуется ее замена. При протечках коррозионной среды поверхность шпинделя в сальниковом узле также приходит в негодность. В запорном органе уплотнительные кольца подвергаются механическому изнашиванию, эрозии и коррозии, что приводит к потере герметичности запорного органа. В ходовом узле изнашиваются поверхности резьбы шпинделя и гайки. Под действием температуры может происходить коробление уплотнительных поверхностей соединения крышки с корпусом и корпуса с трубопроводом, между которыми обычно устанавливается прокладка; в результате нарушается герметичность соединения. При действии теплового расширения прокладки периодически происходят сжатие, пластические деформации, уплотнение материала, после чего упругие свойства материала прокладки ухудшаются и она не в состоянии обеспечивать герметичность. Этому при протечках может способствовать и коррозионное действие среды. Резиновые прокладки с течением времени твердеют. Изнашиваются детали электропривода, пневмопривода; контакты электроаппаратуры подвергаются электроэрозионному разрушению.

Изношенные детали подлежат ремонту, восстановлению или замене. Вопрос о ремонте, восстановлении или замене детали решается с учетом технической необходимости, назначения и места расположения арматуры, экономической целесообразности, наличия запчастей, степени дефицитности и стоимости арматуры, производственных условий и возможностей. В целом ряд случаев целесообразно заменять арматуру, используя обменный фонд, а снятую арматуру направлять на восстановление на специализированные участки, цеха или предприятия.

В зависимости от технического состояния арматура может подвергаться различным видам ремонта. Нормативно-технической документацией предусмотрены следующие виды ремонта: текущий, средний и капитальный. Критериями являются объем, выраженный относительной стоимостью ремонта (по отношению к стоимости нового изделия), и характер ремонтных работ — возможность выполнения ремонта без демонтажа арматуры с трубопровода.

Текущий ремонт предназначен для поддержания исправного состояния арматуры и характеризуется тем, что при его проведении не требуется демонтажа арматуры с трубопровода, а стоимость его выполнения не превышает 7% пер-