ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 72098.1— 2025

ОБОРУДОВАНИЕ И ТРУБОПРОВОДЫ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК С ВОДНЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ ПЛАВУЧИХ ЭНЕРГОБЛОКОВ

Общие требования по конструированию и проектированию

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2025

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Ордена Ленина Научно-исследовательский и конструкторский институт энерготехники имени Н.А. Доллежаля» (АО «НИКИЭТ»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 322 «Атомная техника»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 19 сентября 2025 г. № 1081-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

5 Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии не несет ответственности за патентную чистоту настоящего стандарта. Патентообладатель может заявить о своих правах и направить в Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии аргументированное предложение о внесении в настоящий стандарт поправки для указания информации о наличии в стандарте объектов патентного права и патентообладателе

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2025

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения и сокращения 1
4 Конструирование и проектирование 2
5 Контроль изменений свойств металла по образцам-свидетелям 13
6 Требования по оснащению оборудования и трубопроводов арматурой, предохранительными устройствами и контрольно-измерительными приборами 14
7 Документация 17
Библиография 19

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ОБОРУДОВАНИЕ И ТРУБОПРОВОДЫ РЕАКТОРНЫХ УСТАНОВОК С ВОДНЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ ПЛАВУЧИХ ЭНЕРГОБЛОКОВ

Общие требования по конструированию и проектированию

Equipment and pipelines of reactor installations with coolant of floating power units.
General requirements for the engineering and design

Дата введения — 2025—11—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает общие требования по конструированию и проектированию оборудования и трубопроводов реакторных установок с водным теплоносителем плавучих энергоблоков, на которые распространяется действие федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, регламентирующих правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов реакторных установок с водным теплоносителем плавучих энергоблоков.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.2.085 Арматура трубопроводная. Клапаны предохранительные. Выбор и расчет пропускной способности

ГОСТ Р 72098.3 Оборудование и трубопроводы реакторных установок с водным теплоносителем плавучих энергоблоков. Испытания давлением на прочность и плотность

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **нейтронно-активационный индикатор:** Размещенный в защитной оболочке комплект из нескольких активируемых элементов известного изотопного состава, предназначенных для регистрации нейтронов посредством ядерных реакций взаимодействия нейтронов с нуклидами-мишенями, приводящих к образованию радиоактивных продуктов реакций.

Издание официальное

3.1.2 **разработчик проекта оборудования (трубопровода):** Организация, разработавшая технический проект оборудования (трубопровода).

3.1.3 **разработчик проекта реакторной установки:** Организация, разработавшая технический проект реакторной установки.

3.1.4 **резьбопаяное соединение:** Соединение деталей с помощью резьбового соединения с герметизацией пайкой.

3.1.5 **трубопровод:** Совокупность соединенных между собой деталей и сборочных единиц, предназначенная для транспортировки рабочей среды от одного оборудования к другому.

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ИПУ — импульсно-предохранительные устройства;

КИП — контрольные и измерительные приборы;

ПГ — парогенератор;

РУ — реакторная установка плавучего энергоблока;

ЯЭУ — ядерная энергетическая установка.

4 Конструирование и проектирование

4.1 Общие положения

4.1.1 При проектировании (конструировании) следует предусматривать применение материалов, обеспечивающих работоспособность конструкций в рабочих средах, включая среды, используемые при очистке, промывке и дезактивации, в течение назначенного срока службы.

4.1.2 Материалы для изготовления оборудования, трубопроводов выбирают исходя из технологичности, свариваемости, стойкости против межкристаллитной коррозии, требуемых характеристик физических и механических свойств (пластичности, прочности, радиационной стойкости), совместимости с рабочими средами, коррозионного воздействия теплоносителя, промывочных и дезактивационных сред в условиях эксплуатации.

4.1.3 Для оборудования (кроме арматуры) и трубопроводов первого контура содержание кобальта в основных и наплавочных материалах деталей и сборочных единиц, контактирующих с теплоносителем, а также в наплавленном металле сварных швов приварки указанных деталей и сборочных единиц к поверхности антикоррозионной наплавки, а также их сварки между собой, не должно превышать 0,05 % масс.

4.1.4 Для оборудования и трубопроводов, контактирующих с радиоактивными средами, должна быть предусмотрена возможность дренажа теплоносителя и удаления продуктов загрязнений, дезактивации поверхностей и удаления промывочных и дезактивирующих растворов в течение назначенного для них срока службы.

В указанных конструкциях не должно быть зон, из которых невозможно удалить продукты загрязнений вместе с моющими и дезактивирующими растворами. В случае если подвод и удаление промывочных и дезактивирующих растворов, а также дренаж теплоносителя из контура нельзя осуществлять через рабочие трубопроводы, то должны быть предусмотрены подводящие и сливные трубопроводы или другие устройства, обеспечивающие промывку и удаление растворов из контура и дренаж теплоносителя.

4.1.5 В проектах оборудования и трубопроводов РУ (в проектной конструкторской и рабочей конструкторской документации) должны быть установлены объем, методы контроля и нормы оценки качества основного металла, сварных соединений, наплавленного металла оборудования и трубопроводов РУ.

4.1.6 Эксплуатационный контроль по образцам-свидетелям, изготовленным из металла корпуса реактора, должен проводиться для зоны (зон), определяющих срок службы корпуса реактора в соответствии с разделом 5.

Зоны контроля (их местоположение и количество) должны выбираться исходя из эксплуатационных нагрузок, условий эксплуатации (флюенс нейтронов, температура среды) и потенциальных деградаций материалов в этих условиях.

Для облучаемых зон контроля корпуса реактора должен быть предусмотрен контроль радиационной нагрузки с использованием комплектов нейтронно-активационных индикаторов.

Контроль изменения свойств материалов в процессе эксплуатации оборудования должен проводиться путем размещения образцов-свидетелей в эксплуатируемом реакторе, материалы оборудования которого контролируются.

Допускается в качестве компенсирующего мероприятия размещение образцов металла контролируемого оборудования в исследовательском реакторе (контроль радиационного охрупчивания).

4.1.7 Разработчиком проекта РУ должна быть предусмотрена возможность проведения раздельного испытания давлением трубопроводов, присоединенных к всасывающей и напорной частям насосов в случае, если последние спроектированы на разное давление.

4.1.8 В проектах оборудования и трубопроводов РУ должна быть обоснована их прочность в течение назначенных для них сроков службы исходя из предусмотренных проектом сочетаний нагрузок при эксплуатации.

4.1.9 Оборудование и трубопроводы с температурой наружной поверхности стенок выше плюс 45 °С, расположенные в обслуживаемых помещениях, и выше плюс 60 °С, расположенные в помещениях ограниченного доступа, должны быть теплоизолированы. Температура наружной поверхности теплоизоляции не должна превышать плюс 45 °С для оборудования и трубопроводов, расположенных в обслуживаемых помещениях, и плюс 60 °С — в помещениях ограниченного доступа.

4.1.10 В необслуживаемых помещениях теплоизоляцию допускается устанавливать на стенах помещений.

4.1.11 На трубопроводах в местах, подлежащих неразрушающему эксплуатационному контролю, теплоизоляция должна быть съемной.

4.1.12 Допускается теплоизоляцию не устанавливать на импульсные трубные проводки КИП.

4.1.13 В проекте РУ должны быть предусмотрены системы и (или) устройства, защищающие оборудование и трубопроводы от превышения давления и (или) температуры выше значений, установленных проектом.

4.1.14 В оборудовании и трубопроводах должна быть предусмотрена возможность удаления воздуха при заполнении рабочей или испытательной средой, а также конденсата, образующегося в процессе разогрева или расхолаживания. Пропускная способность устройств для удаления воздуха должна быть обоснована в проекте. Места установки устройств должны быть указаны в проекте РУ.

4.1.15 В проекте РУ должны быть предусмотрены стационарные или съемные (разборные) площадки, лестницы и другие приспособления для удобства обслуживания и осмотра оборудования.

4.1.16 Конструкция оборудования должна предусматривать его надежное крепление к металлоконструкциям плавучего энергоблока с учетом динамических перегрузок, принятых в проектной документации плавучего энергоблока.

Крепление оборудования РУ должно удерживать его от перемещений сверх значений, установленных проектом, при любом пространственном положении плавучего энергоблока.

4.1.17 Пространственное расположение трубопроводов, а также способы и условия закрепления оборудования и трубопроводов должны исключать их повреждение вследствие перемещений, включая взаимные.

Конструкция крепления трубопроводов должна допускать их свободное тепловое расширение (при необходимости).

4.1.18 Все патрубки на корпусе реактора должны быть размещены выше верхнего среза активной зоны.

4.1.19 Должны быть предусмотрены средства (системы) обнаружения протечек теплоносителя за границу первого контура.

4.1.20 В проекте РУ (ЯЭУ) должны быть предусмотрены средства постоянного контроля герметичности трубных систем каждого из ПГ и средства отключения ПГ (парогенерирующих секций) по пару и питательной воде.

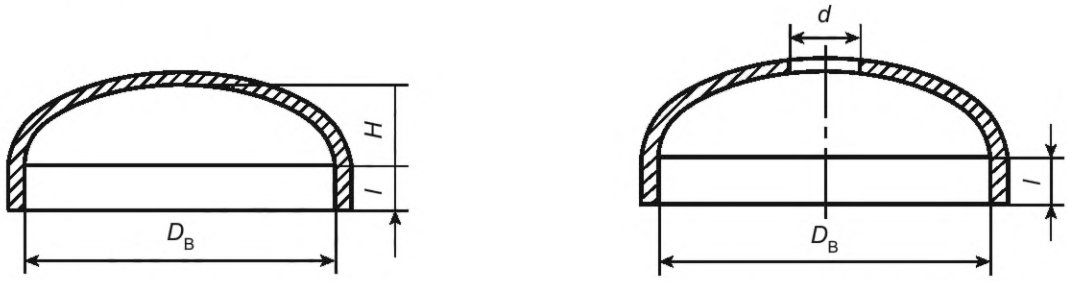
4.1.21 При конструировании и проектировании допускается применять иные решения, чем указанные в 4.2.1.1—4.2.1.5, 4.2.2.1—4.2.2.3, 4.2.3.2, 4.3.2.4, 4.3.2.5, 4.3.3.1—4.3.3.15 при обеспечении требований прочности, доступности ремонта и возможности выполнения контроля сварных соединений при эксплуатации.

4.2 Оборудование

4.2.1 Крышки и днища

4.2.1.1 Отношение номинальной высоты эллиптических крышек и днищ, измеренной от внутренней поверхности, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части $H/D_в$ должно быть не

менее 0,2 [см. рисунок 4.1а)], а отношение номинального диаметра центрального отверстия (в случае, если таковое имеется) к номинальному внутреннему диаметру крышки или днища $d/D_в$ — не более 0,6 [см. рисунок 4.1б)].

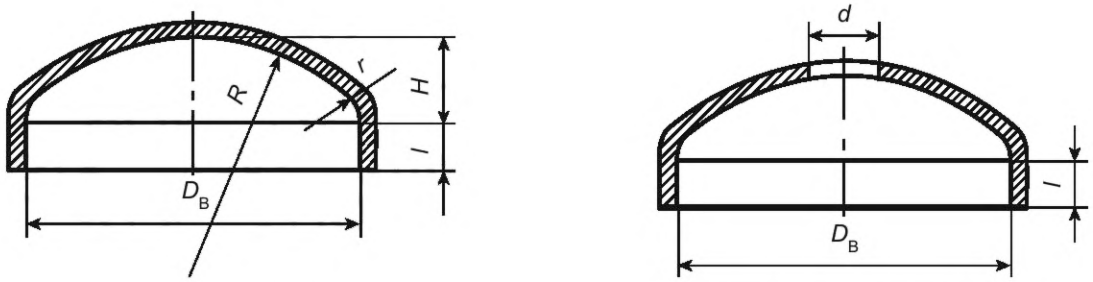


а) Без отверстия б) С отверстием

Рисунок 4.1 — Эллиптическое днище

4.2.1.2 Отношение номинальной высоты выпуклой части торосферических и тарельчатых крышек и днищ, измеренной от их внутренней поверхности, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части $H/D_в$ должно быть не менее 0,25, отношение номинального диаметра центрального отверстия (в случае, если таковое имеется) к номинальному внутреннему диаметру крышки или днища $d/D_в$ — не более 0,6. Отношение номинальных радиусов R и r сферического сегмента торосферического днища к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части крышки или днища $D_в$ должно быть не более 1,0 и не менее 0,1 соответственно (см. рисунок 4.2).

4.2.1.3 Соединения крышек и днищ с обечайками (трубами) и фланцами должны выполняться стыковой сваркой. Применение угловых и тавровых сварных соединений допускается только при обеспечении возможности контроля неразрушающими методами в соответствии с установленными конструкторской документацией требованиями.



а) Без отверстия б) С отверстием

Рисунок 4.2 — Торосферическое днище

4.2.1.4 Подлежащие приварке к обечайкам, трубам или фланцам эллиптические, сферические, торосферические, тарельчатые, конические и плоские крышки и днища должны изготавливаться с цилиндрической отбортовкой или расточкой.

4.2.1.5 Минимальная высота отбортовки или расточки l крышек и днищ (см. рисунки 4.1 и 4.2) должна соответствовать таблице 4.1, где S — номинальная толщина стенки крышки или днища в месте отбортовки.

Таблица 4.1 — Минимальная высота отбортовки или расточки

Номинальная толщина стенки крышки или днища в месте отбортовки S, мм	Высота отбортовки или расточки l, мм, не менее
$S \le 5$	$3S + 5$
$5 < S \le 10$	$3S + 10$
$10 < S \le 20$	$3S + 15$
$S > 20$	100

4.2.1.6 На отбортованных плоских крышках и днищах радиус кривизны перехода от плоской к цилиндрической части отбортовки должен быть не менее 5 мм.

4.2.2 Расстояние между отверстиями

4.2.2.1 Минимальное расстояние l_1 по срединной линии между центрами двух соседних отверстий должно быть не менее 1,4 полусуммы номинальных диаметров этих отверстий (см. рисунок 4.3). При этом расстояние между кромками соседних отверстий должно быть больше значения меньшего из диаметров этих отверстий.

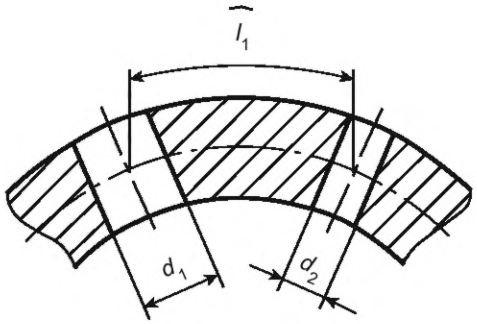


Рисунок 4.3 — Расположение отверстий на криволинейной поверхности

4.2.2.2 Расстояние a по внутренней поверхности от кромки отверстия в сферических, эллиптических, торосферических и тарельчатых крышках и днищах до их цилиндрической части, должно быть не менее 0,1 от внутреннего номинального диаметра цилиндрической части D_B (см. рисунок 4.4).

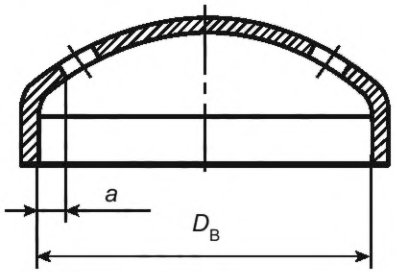
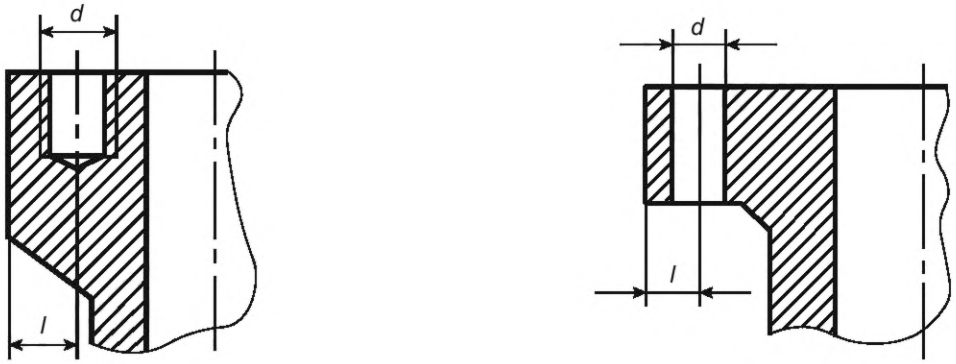


Рисунок 4.4 — Расположение отверстий в днище

4.2.2.3 Расстояние l между центром отверстия под болт или шпильку во фланцах, крышках или нажимных кольцах и их кромкой должно быть не менее 0,85 номинального диаметра отверстия (см. рисунок 4.5).



а) Под шпильку

б) Под болт

Рисунок 4.5 — Расположение отверстий

4.2.3 Трубопроводы

4.2.3.1 Присоединение трубопроводов к оборудованию, а также соединение трубопроводов (составных частей) между собой должно производиться сваркой.

Допускается применение резьбопаяных соединений (переходников) при условии их обоснования в проекте.

Для присоединения трубопровода к оборудованию (трубопроводу), подлежащему техническому обслуживанию с периодическим отсоединением оборудования (трубопровода), допускается применять разъемные соединения.

4.2.3.2 Применение сварных секторных отводов, сварных тройников и переходов допускается для трубопроводов группы В[1)] с рабочим давлением до 1,57 МПа и расчетной температурой до 100 °С, а также для трубопроводов группы С с рабочим давлением до 3,9 МПа и расчетной температурой до 350 °С. В сварных секторах угол Θ должен быть не более 15°, расстояние *l* — не менее 100 мм (см. рисунок 4.6).

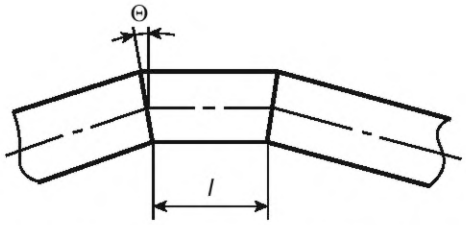


Рисунок 4.6 — Схема секторного отвода

Применение сварных секторных отводов, сварных тройников и переходов должно быть обосновано разработчиком проекта трубопровода и согласовано с эксплуатирующей организацией в части обеспечения контроля их сварных соединений.

4.2.3.3 В нижних точках каждого отключаемого задвижками участка трубопровода, не имеющего естественного стока за счет уклона, должны быть предусмотрены устройства для дренажа трубопровода. Конструкция дренажных устройств должна обеспечивать возможность проверки исправности их состояния.

Указанное требование не распространяется на трубопроводы с номинальным наружным диаметром равным или менее 89 мм, изготовленные из коррозионно-стойких сталей аустенитного класса.

4.2.3.4 Для прогрева и продувки все участки паропроводов, которые могут быть отключены запорной арматурой, должны быть снабжены в концевых точках запорными клапанами. Паропроводы, эксплуатируемые при рабочем давлении свыше 2,2 МПа, и паропроводы группы В, независимо от давления, должны быть снабжены двумя последовательно расположенными клапанами: дроссельным и запорным. В случае прогрева участка паропровода в двух направлениях должна быть предусмотрена продувка с каждого конца участка.

4.2.3.5 Для паропроводов насыщенного пара и для тупиковых участков паропроводов перегретого пара должен обеспечиваться постоянный отвод конденсата.

4.2.3.6 В верхних точках трубопроводов при невозможности удаления воздуха или газа непосредственно через оборудование должны устанавливаться линии отвода воздуха (газа). На трубопроводах, работающих под вакуумметрическим давлением, линии отвода воздуха (газа) не устанавливаются в случае, если воздух (газ) при испытаниях давлением удаляется иным способом.

4.2.3.7 На дренажных трубопроводах и линиях отвода воздуха (газа) из контуров с радиоактивными средами должны устанавливаться две единицы запорной арматуры. На линии отвода воздуха (газа) допускается устанавливать один дроссельный и один запорный клапан.

Допускается объединение линий отвода воздуха (газа) и трубопроводов дренажа в общий трубопровод после запорной арматуры, расположенной в их необъединенных частях, с установкой на нем общей запорной арматуры.

[1)] Классификация оборудования и трубопроводов РУ по группам А, В и С — в соответствии с федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии, регламентирующими правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов реакторных установок с водным теплоносителем плавучих энергоблоков.

Допускается объединение линий отвода воздуха (газа) из отключаемых или не отключаемых друг от друга участков трубопроводов, расположенных после первых по ходу среды дроссельных клапанов.

4.2.3.8 Арматура оборудования и трубопроводов должна иметь местные указатели ее положения и отличительные планки с легко читаемым текстом. Дистанционно управляемая арматура, кроме того, должна иметь устройства для ручного управления с места ее установки. Арматура, управляемая из центрального пульта управления, должна иметь дополнительное обозначение, аналогичное обозначению на пульте.

4.3 Сварные соединения

4.3.1 Общие положения

4.3.1.1 Угловые сварные соединения с конструкционным зазором допускается применять в зонах, не подверженных воздействию изгибающих нагрузок, а также при наличии специальных креплений, снижающих указанные нагрузки на сварные соединения.

4.3.1.2 Тавровые сварные соединения с конструкционным зазором допускается применять для приварки опор и вспомогательных деталей (подвесок, скоб, ребер) к оборудованию и трубопроводам, а также для приварки ребер в арматуре с расчетным давлением не выше 4,9 МПа.

4.3.1.3 Нахлесточные сварные соединения допускается применять при приварке к оборудованию и трубопроводам таких деталей (изделий), как укрепляющие накладки, опорные плиты, подкладные листы, пластины, планки под площадки, лестницы, кронштейны, мембраны. Кольца, привариваемые с внутренней стороны корпусов для укрепления таких деталей (изделий), как люки, штуцера, должны изготавливаться с сигнальными отверстиями для контроля герметичности сварного соединения. Указанные сигнальные отверстия после контроля герметичности должны быть закрыты пробками, пробки обварены, а сварные соединения обварки должны быть подвергнуты капиллярному контролю.

4.3.1.4 Стыковые сварные соединения должны выполняться с полным проплавлением.

Сварные соединения с остающимися подкладками (в том числе с подкладными кольцами) считаются сварными соединениями с полным проплавлением.

Допускаются тавровые и угловые сварные соединения с полным проплавлением для приварки плоских днищ, плоских фланцев, трубных досок (решеток), штуцеров, люков, рубашек.

4.3.1.5 Изготовление сварных обечаек, корпусов, труб с номинальным наружным диаметром до 900 мм с продольными швами из трех сегментов и более не допускается. При изготовлении из двух сегментов центральный угол меньшего сегмента должен быть не менее 90°.

4.3.2 Расположение сварных соединений

4.3.2.1 Продольные сварные соединения корпусов оборудования, предназначенного для работы в горизонтальном положении, не должны располагаться в пределах нижнего центрального угла (не менее 140°), за исключением случаев, когда обеспечены осмотр и контроль указанных соединений при эксплуатации.

4.3.2.2 В стыковых сварных соединениях деталей с различной номинальной толщиной стенки должен быть обеспечен плавный переход от одного конструктивного элемента к другому. Конкретные формы указанного перехода должны устанавливаться конструкторской (проектной) организацией исходя из требований расчета на прочность и необходимости обеспечения контроля сварных соединений всеми предусмотренными методами.

4.3.2.3 Сварные соединения должны располагаться вне опор, за исключением случаев, когда одновременно выполняются следующие условия:

- конструкция и размещение опоры не препятствуют контролю сварного соединения под опорой при эксплуатации;
- при изготовлении или монтаже оборудования сварное соединение подвергается сплошному ультразвуковому или радиографическому контролю, и расположенный под опорой участок сварного соединения подвергается магнитопорошковому или капиллярному контролю.

Не допускается перекрывать опорами зоны пересечения и сопряжения сварных соединений.

4.3.2.4 Не допускается расположение кольцевого сварного соединения на криволинейном участке труб.

4.3.2.5 В секторных отводах сварных труб расстояние *l* между сопряжениями поперечного кольцевого шва отвода с продольными или спиральными швами соединяемых секторов или труб должно быть не менее 100 мм (см. рисунок 4.7). Указанное расстояние измеряется между точками сопряжения осей соответствующих швов.

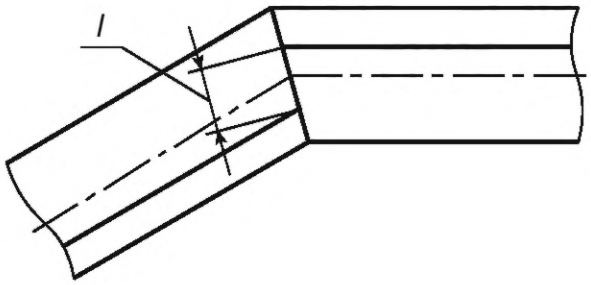


Рисунок 4.7 — Расположение сварных соединений в секторных отводах

4.3.2.6 Поперечные сварные соединения на кольцевых коллекторах и спирально изогнутых трубах теплообмена должны применяться только при условии проведения сплошного радиографического или ультразвукового контроля указанных соединений. В случае недоступности поперечных сварных соединений спирально изогнутых труб поверхностей теплообмена для сплошного контроля после их изготовления сварка вышеуказанных труб и контроль сварных соединений выполняются до гибки труб.

4.3.3 Расстояние между швами

4.3.3.1 Совмещение осей швов продольных стыковых сварных соединений двух соседних сборочных единиц, соединяемых поперечными сварными соединениями, а также осей швов продольных сварных соединений обечаек с осями сварных швов привариваемых днищ не допускается.

Оси указанных швов должны быть смещены относительно друг друга на расстояние, которое составляет не менее трехкратной номинальной толщины более толстостенной из соединяемых деталей, но не менее чем на 100 мм.

Указанные требования не распространяются на швы деталей с номинальным наружным диаметром менее 100 мм и на детали (или сборочные единицы) с продольными швами, выполненными автоматической сваркой, при условии проведения радиографического и (или) ультразвукового, а также капиллярного или магнитопорошкового контроля участков сопряжения или пересечения продольных и поперечных швов.

4.3.3.2 При изготовлении днищ или крышек из нескольких деталей с расположением швов по хорде, расстояние *a* от внешнего края сварного края шва до параллельного хорде диаметра днища или крышки по проекции должно быть не более 0,2 от номинального внутреннего диаметра днища или крышки *D* (см. рисунок 4.8).

4.3.3.3 Расстояние *b* между внешним краем кругового шва на днищах и крышках (за исключением сферических и тарельчатых) и центром днища или крышки должно быть не более 0,25 от номинального внутреннего диаметра *D* днища или крышки. Минимальное расстояние с между краями двух соседних радиальных или круговых швов должно быть не менее трех номинальных толщин *S* днища или крышки, но не менее 100 мм (см. рисунок 4.9). Требования к расположению кругового шва не распространяются на швы приварки крышек и днищ к фланцам и обечайкам.

4.3.3.4 Расстояние *c* между краем углового шва приварки штуцера, люка, трубы или других цилиндрических полых деталей и краем ближайшего стыкового шва оборудования или трубопровода должно быть не менее трехкратной расчетной высоты углового шва h_1, и не менее трехкратной номинальной толщины стенки S_1 привариваемой детали (см. рисунок 4.10).

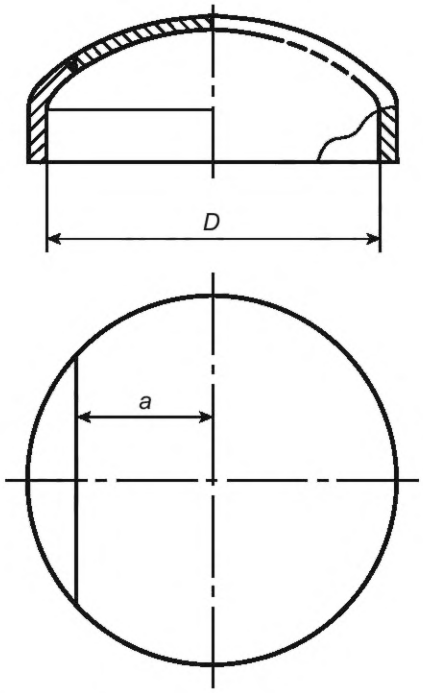


Рисунок 4.8 — Расположение хордовых швов

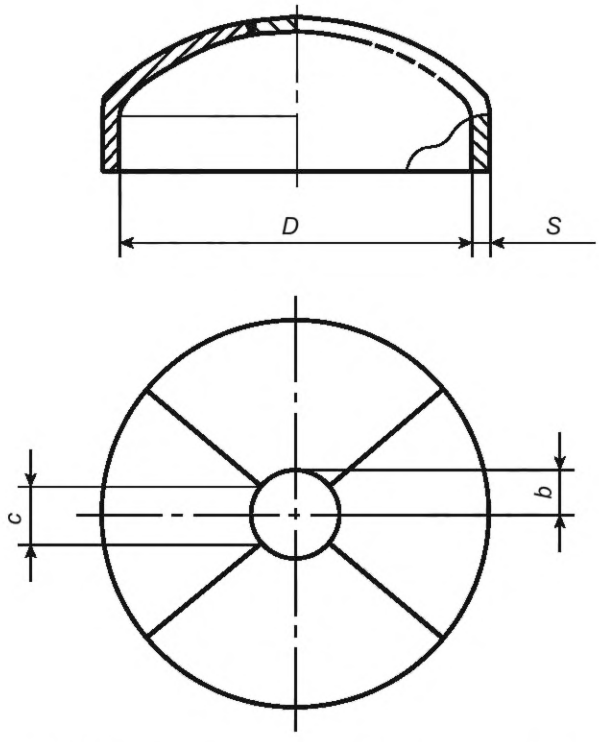
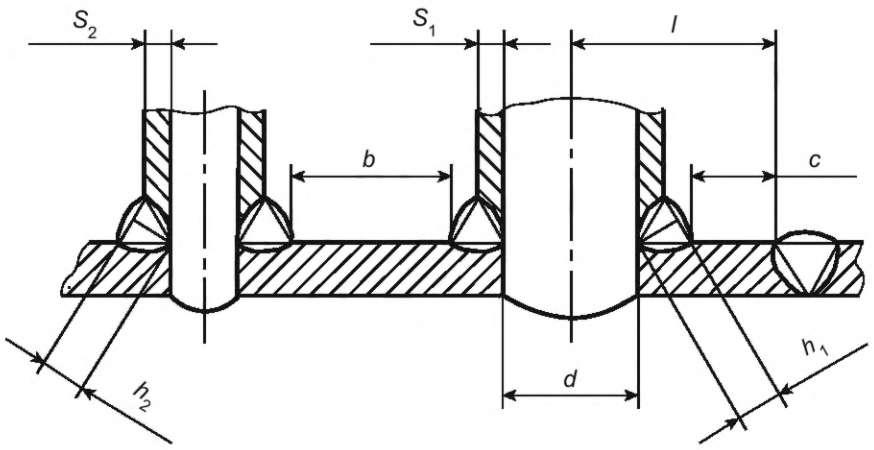


Рисунок 4.9 — Расположение радиальных и круговых швов



$c \geq 3h_1$; $c \geq 3S_1$; $l \geq 0{,}9d$; $b \geq 3h_2$; $b \geq 3S_2$ ($S_2 > S_1$, $h_2 > h_1$)

Рисунок 4.10 — Расположение сварных соединений приварки патрубков

4.3.3.5 Расстояние *l* между краем стыкового шва оборудования или трубопровода и центром ближайшего к нему отверстия должно быть не менее 0,9 от диаметра отверстия *d* при соблюдении требования 4.3.3.4 (см. рисунок 4.10).

4.3.3.6 Расстояние *b* между краями угловых швов приварки патрубков, штуцеров или труб к оборудованию (или трубопроводам) должно быть не менее трех расчетных высот углового шва или трех номинальных толщин стенок привариваемых деталей (см. рисунок 4.10). При различных значениях указанных высот или толщин должно приниматься их большее значение.

Требования настоящего пункта не распространяются на вварку труб в трубные доски (решетки) и коллекторы.

4.3.3.7 Расстояние между осями соседних поперечных стыковых швов цилиндрических и конических деталей должно быть не менее трехкратной номинальной толщины стенки свариваемых деталей (по большей толщине), но не менее 100 мм для деталей, имеющих номинальный наружный диаметр более 100 мм, и не менее указанного диаметра при его значении до 100 мм включительно.

4.3.3.8 Указанное требование не распространяется на швы приварки трубопроводов к патрубкам оборудования в случае, если патрубки подвергались термической обработке в составе оборудования, а также на швы приварки трубных досок и деталей типа колец, имеющих толщину, превышающую более чем в два раза высоту отбортовки под сварку.

4.3.3.9 Расстояние от края углового шва штуцера до края ближайшего поперечного шва трубы при приварке штуцеров к камерам измерительных диафрагм должно быть не менее трех толщин стенки привариваемого штуцера и трехкратной расчетной высоты углового шва. Указанное требование не распространяется на штуцера с наружным диаметром до 30 мм средств измерения с соплами и диафрагмами.

4.3.3.10 При приварке не нагружаемых давлением плоских деталей к поверхностям оборудования и трубопроводов расстояние *a* между краем углового шва приварки этих деталей и краем ближайшего стыкового шва и расстояние *b* между краями угловых швов ближайших привариваемых деталей должны быть не менее трех расчетных высот угловых швов (см. рисунок 4.11). Расстояние *b* между краями угловых швов ближайших привариваемых деталей определяется по наибольшей расчетной высоте углового шва.

При приварке деталей и устройств к корпусу оборудования или трубопроводу допускается пересечение стыковых швов корпуса угловыми швами с расчетной высотой не более 0,5 от номинальной толщины стенки корпуса, но не более 10 мм.

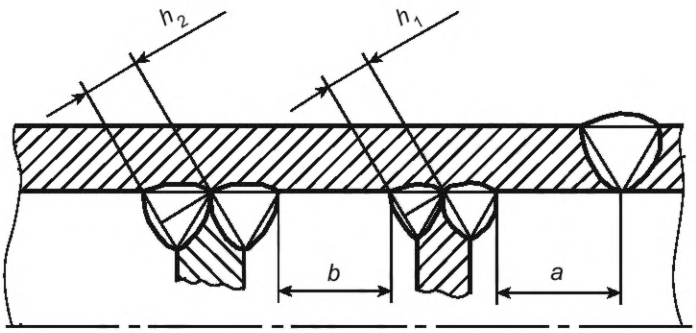


Рисунок 4.11 — Расположение сварных соединений приварки деталей к оборудованию и трубопроводам

4.3.3.11 Расстояние *l* между краем стыкового шва трубопровода с патрубком или штуцером оборудования и краем ближайшего стыкового шва на трубопроводе должно быть не менее 100 мм для трубопроводов с номинальным наружным диаметром более 100 мм, но не менее номинального наружного диаметра *D* для трубопроводов меньшего диаметра (см. рисунок 4.12).

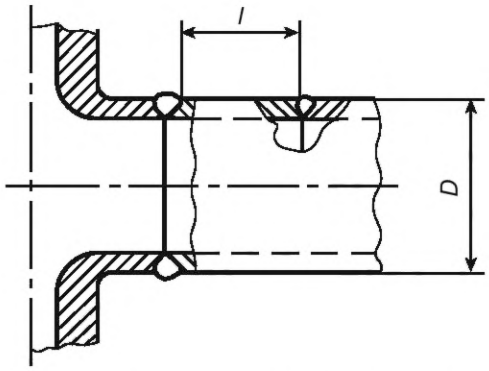


Рисунок 4.12 — Расположение сварных соединений трубопровода с патрубком

4.3.3.12 В подлежащих местной термической обработке стыковых сварных соединениях цилиндрических деталей длину *L* свободного прямого участка в каждую сторону от оси шва (или от осей крайних швов при одновременной термической обработке группы сварных соединений) определяют по формуле

$$L = \sqrt{(D - S)S}, \tag{4.1}$$

где *D* — номинальный наружный диаметр соединяемых деталей, мм;

S — наибольшая из номинальных толщин соединяемых деталей, мм.

Длина указанных участков должна быть не менее номинального наружного диаметра сваренных деталей при его значениях до 100 мм включительно и не менее 100 мм при значениях диаметра более 100 мм.

Свободным прямым участком считается участок (с наклоном не более 15°) от оси шва до края ближайшей приварной детали, начала гиба, края соседнего поперечного шва.

4.3.3.13 В подлежащих ультразвуковому контролю стыковых сварных соединениях трубопроводов длина свободного прямого участка в каждую сторону от оси шва должна быть не менее указанной в таблице 4.2.

Таблица 4.2 — Длина свободного прямого участка в каждую сторону от края шва

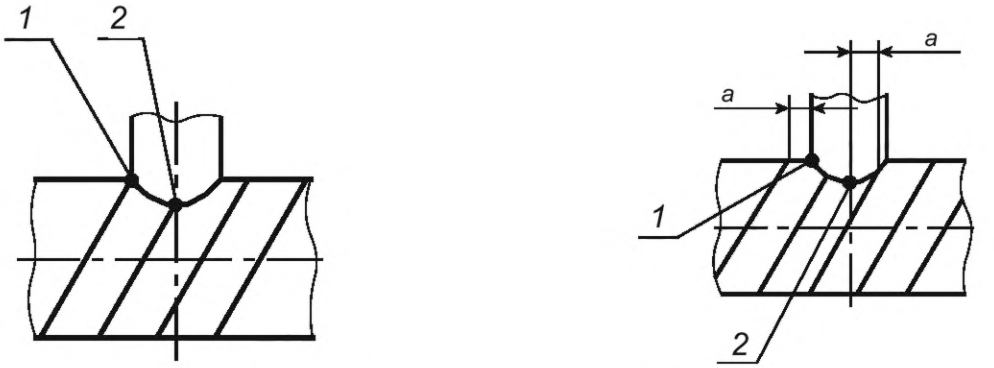
Номинальная толщина свариваемых деталей *S*, мм	Длина свободного прямого участка *L*, мм
$S \le 15$	100
$15 < S \le 30$	$5S + 25$

Окончание таблицы 4.2

Номинальная толщина свариваемых деталей S, мм	Длина свободного прямого участка L, мм
$30 < S \le 36$	175
$S > 36$	$4S + 30$
Примечание — В качестве величины S принимается ее большее значение.	

4.3.3.14 Расстояние от края стыкового шва до начала криволинейного участка гиба на трубопроводах с номинальным наружным диаметром 100 мм и более должно быть не менее 100 мм, а для трубопроводов с номинальным наружным диаметром до 100 мм — не менее номинального наружного диаметра трубы.

4.3.3.15 При сварке патрубков или штуцеров с трубопроводами группы С, изготовленными из труб со спиральными или продольными швами, не допускается выход швов труб в угловые точки пересечения образующих трубы и штуцера. Измеряемое на наружной поверхности минимальное расстояние a от указанных точек до осей швов труб должно быть не менее 100 мм (см. рисунок 4.13).



а) Спиральный шов не допускается

б) Спиральный шов допускается

1, 2 — угловые точки пересечения

Рисунок 4.13 — Сварка патрубков (штуцеров) с трубопроводами со спиральными швами

При сварке накладок под опоры и подвески с трубопроводами из труб со спиральными швами минимальное расстояние между краем углового шва приварки накладки и краем стыкового спирального шва трубы должно быть не менее трех номинальных толщин стенки трубы.

4.3.3.16 Наличие сварных швов на участках труб, подлежащих гибке, недопустимо.

4.3.3.17 Расстояние от края сварного шва приварки трубопровода к отбортованному патрубку до ближайшего стыкового сварного шва оборудования или трубопровода должно быть не менее трехкратной толщины стенки привариваемой детали. Указанное расстояние измеряется по образующей (по дуге).

4.4 Материалы

4.4.1 Материалы (основные, сварочные, наплавочные, паяльные) для изготовления оборудования и трубопроводов РУ должны применяться исходя из их физических, механических и технологических характеристик, а также условий эксплуатации для обеспечения работоспособности оборудования и трубопроводов в течение их срока службы.

4.4.2 Качество и свойства материалов для изготовления оборудования и трубопроводов РУ должны удовлетворять требованиям документов по стандартизации на поставку, а также (в случаях, предусмотренных заказом) дополнительными требованиями конструкторской и (или) технологической документации.

4.4.3 Конструкторская (проектная) организация определяет методы и объем контроля материала с учетом требований документов по стандартизации на поставку и приводит их в конструкторской документации.

4.4.4 Для головного объекта (изготовленного по вновь разработанной документации) методы и объем контроля материалов должны согласовываться с головной материаловедческой организацией.

4.4.5 Химический состав, технологические, механические и коррозионные свойства, технологии изготовления, методы и объем контроля материалов, а также нормы оценки качества материалов для изготовления оборудования и трубопроводов должны соответствовать требованиям документов по стандартизации на поставку используемых материалов, технологической и конструкторской документации.

4.4.6 Материалы разных структурных классов (стали перлитного и аустенитного классов, цветные металлы) должны транспортироваться и храниться в условиях, предотвращающих их контакт.

5 Контроль изменений свойств металла по образцам-свидетелям

5.1 Посредством периодического исследования образцов-свидетелей, изготовленных из металла зон контроля, подтверждают консервативность расчетных зависимостей для определения характеристик материалов корпуса реактора при обосновании его назначенного срока службы.

5.2 Перечень конкретных характеристик, определяемых на образцах-свидетелях, места их установки и способы крепления в корпусе реактора должны определяться разработчиком проекта РУ и указываться в типовой программе изменения свойств металла по образцам-свидетелям.

5.3 Должны быть предусмотрены контрольные комплекты образцов-свидетелей, в количестве, достаточном для определения исследуемых характеристик исходного состояния металла. Контрольный комплект образцов-свидетелей не подлежит загрузке в реактор. Образцы контрольных комплектов должны вырезаться из тех же зон (слоев) металла, что и образцы облучаемых и температурных комплектов.

5.4 Образцы-свидетели корпуса реактора должны устанавливаться внутри корпуса реактора с коэффициентом опережения набора флюенса нейтронов, обеспечивающим подтверждение принятых в проекте РУ характеристик материала на период до следующей выгрузки образцов.

Сроки и периодичность выгрузки образцов-свидетелей должны устанавливаться на стадии проектирования исходя из установленной проектом максимальной радиационной нагрузки корпуса реактора.

5.5 Типовая программа контроля изменения свойств металла по образцам-свидетелям должна содержать:

- перечень зон контроля;
- перечень определяемых характеристик;
- сведения о количестве комплектов образцов, типах и количестве образцов в каждом комплекте и в каждой выгрузке;
- сведения о конструкции и изготовлении образцов с указанием зон и ориентации их вырезки из штатных заготовок и сварных проб;
- сведения о размещении и креплении образцов;
- сведения о нейтронно-активационных индикаторах и плавких мониторах температуры;
- сведения о сроках выгрузок контейнеров и испытаний образцов;
- методики испытаний образцов и обработки результатов.

Сроки выгрузок могут быть уточнены в процессе эксплуатации РУ исходя из фактической модели эксплуатации РУ.

5.6 Комплекты образцов-свидетелей, предназначенные для размещения в эксплуатируемый реактор, включая контрольные, должны быть переданы эксплуатирующей организации (судостроительной организации) совместно со свидетельством (формуляром) об их изготовлении.

5.7 Для изготовления образцов-свидетелей основного материала должны использоваться припуски штатных заготовок, которые предназначены для изготовления зон контроля оборудования.

5.8 Образцы-свидетели сварных соединений должны быть выполнены сварочными материалами той же партии (проволокой одной партии в сочетании с флюсом одной партии при автоматической сварке под флюсом, электродами одной партии при ручной дуговой сварке, проволокой одной партии при аргонодуговой сварке), что и сварные швы зон контроля корпуса реактора.

В случае если конструкторской документацией предусматривается размещение образцов-свидетелей корневой части шва, то при выполнении сварных соединений с заваркой корневой части шва низколегированными присадочными материалами указанное требование должно соблюдаться отдельно по сварочным материалам для сварки корневой части шва и по сварочным материалам для заварки остальной части шва.

5.9 Заготовки для изготовления образцов-свидетелей должны подвергаться той же термической обработке, что и металл зон контроля в процессе изготовления и монтажа оборудования, подвергаемого контролю по образцам-свидетелям.

5.10 На комплект образцов-свидетелей должно быть оформлено свидетельство (формуляр) об изготовлении образцов-свидетелей, которое должно содержать:

- маркировку и назначение образцов;
- сведения о местах и ориентации вырезки заготовок образцов;
- сведения о местах установки образцов;
- заводской номер корпуса реактора, к которому относится комплект образцов.

6 Требования по оснащению оборудования и трубопроводов арматурой, предохранительными устройствами и контрольно-измерительными приборами

6.1 Общие требования

6.1.1 Оборудование и трубопроводы должны оснащаться арматурой, предохранительными устройствами и КИП в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, регламентирующих правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов реакторных установок с водным теплоносителем плавучих энергоблоков.

6.1.2 Назначение арматуры, предохранительных устройств и КИП, количество и места их установки определяются разработчиком проекта РУ исходя из конкретных условий эксплуатации.

6.1.3 Установка арматуры, предохранительных устройств и КИП должна обеспечивать возможность обслуживания, контроля, ремонта и замены оборудования и трубопроводов РУ.

6.2 Арматура и предохранительные устройства

6.2.1 Участки трубопроводов и оборудование, которые могут быть отключены для осмотра и ремонта, а также трубопроводы низкого давления, подключенные к коммуникациям с давлением выше 2,2 МПа, должны отключаться двумя последовательно расположенными запорными арматурами с дренажем между ними.

При выполнении ремонтных работ в процессе эксплуатации блока на мощности запорная арматура должна быть закрыта, а клапаны на линии дренажа открыты.

Требование к установке дренажа между запорной арматурой на границах высокого и низкого давления не распространяется на импульсные линии КИП.

6.2.2 Участки трубопроводов и оборудование, подключенные к коммуникациям более высокого давления (в случае, если давление в них не превышает 2,2 МПа) и доступные для осмотра и ремонта, могут отключаться одной запорной арматурой. При отключении для осмотра или ремонта оборудования и участков трубопроводов запорная арматура должна быть закрыта.

6.2.3 При отключении для ремонта или осмотра запорной арматуры, указанной в 6.2.1 и 6.2.2, должны быть предусмотрены и выполнены технические и организационные меры, исключающие изменение состояния запорной арматуры при ошибочных действиях персонала:

- запорная арматура должна быть закрыта и механическим способом исключено перемещение ее подвижных частей, а маховики либо сняты, либо заперты замком;
- вентили на линии дренажа открыты;
- для арматуры с электроприводом должны быть разобраны схемы электрического силового питания и схемы управления. Для арматуры с пневмоприводом должна быть перекрыта подача сжатого воздуха на пневмораспределитель, сброшено давление воздуха из магистрали между пневмораспределителем и арматурой;
- шкафы питания закрыты и опечатаны;
- сделаны записи в оперативных журналах.

6.2.4 Клапаны распределительные с электромагнитным приводом для управления пневмоприводной арматурой допускается располагать отдельно от арматуры.

6.2.5 Присоединение арматуры к оборудованию и трубопроводам должно осуществляться сваркой, если иное не предусмотрено конструкторской документацией.

6.2.6 Оборудование и трубопроводы, давление в которых может превышать рабочее, должны оснащаться предохранительными устройствами, к которым относятся мембраны прямого или прину-

дительного действия и предохранительная арматура (предохранительные и импульсные клапаны), а также предохранительные автоматические устройства.

6.2.7 Количество предохранительных устройств, их пропускная способность, давление открытия и давление закрытия определяются разработчиком проекта РУ исходя из того, что давление в защищаемом оборудовании и трубопроводах не должно превышать рабочее на 15 % при срабатывании этих устройств.

При определении количества и пропускной способности предохранительных устройств должна учитываться суммарная производительность всех возможных источников повышения давления с учетом проектных аварий.

Диаметр условного прохода предохранительной арматуры должен быть не менее 15 мм.

6.2.8 Расчет пропускной способности предохранительных устройств должен проводиться в соответствии с ГОСТ 12.2.085.

Пропускная способность предохранительных устройств должна проверяться при соответствующих испытаниях головного образца данной конструкции, проводимых организацией — изготовителем предохранительной арматуры.

6.2.9 Количество предохранительных клапанов, защищающих оборудование и трубопроводы групп А и В, должно быть увеличено не менее чем на единицу от их числа, определенного в соответствии с требованиями 6.2.7.

6.2.10 В случае если предохранительное устройство защищает несколько единиц оборудования, то оно выбирается и настраивается исходя из наименьшего рабочего давления для этих единиц оборудования.

6.2.11 Предохранительный клапан должен закрываться после срабатывания при достижении давления не ниже 0,9 от рабочего давления.

6.2.12 В предохранительных устройствах должна быть предусмотрена возможность их блокировки при проведении испытаний давлением оборудования и трубопроводов. После проведения испытаний предохранительные устройства должны быть приведены в рабочее состояние, о чем должны быть сделаны записи в оперативных журналах.

6.2.13 Предохранительные клапаны (для ИПУ — импульсные каналы), защищающие оборудование и трубопроводы групп А и В, должны иметь механизированные (электромагнитные или другие) приводы, обеспечивающие своевременное открытие и закрытие указанных клапанов в соответствии с требованиями 6.2.4 и 6.2.10. При наличии нескольких клапанов на защищаемом объекте механизированные приводы этих клапанов должны иметь независимые друг от друга каналы управления и энергообеспечения. Механизированные приводы могут быть использованы для проверки исправного действия и принудительного снижения давления в защищаемом объекте. Для оборудования группы С необходимость установки клапанов с таким приводом должна определяться проектной организацией.

6.2.14 На напорных трубопроводах между запорной арматурой и насосом объемного действия, в котором отсутствует предохранительный клапан, должен быть установлен предохранительный клапан, исключающий возможность повышения давления в трубопроводах выше 1,1 рабочего давления.

6.2.15 Не допускается установка запорной арматуры между предохранительным устройством и защищаемым им оборудованием или трубопроводом, а также на отводящих и дренажных трубопроводах.

6.2.16 Допускается применение ИПУ с двумя настроенными на разные давления открытия и закрытия предохранительными клапанами, при этом разница между их давлениями открытия должна быть установлена разработчиком проекта РУ.

6.2.17 Допускается установка запорной арматуры перед импульсными клапанами ИПУ и после этих клапанов в случае, если ИПУ снабжены не менее чем двумя импульсными клапанами и обеспечивается защита от превышения давления выше допустимого при выводе из работы одного из этих клапанов.

6.2.18 Должна быть исключена возможность несанкционированного изменения настройки пружины и других элементов регулировки предохранительной арматуры. Пружины предохранительной арматуры должны быть защищены от прямого воздействия среды и перегрева.

6.2.19 Не допускается применение предохранительной арматуры с грузовым рычажным приводом.

6.2.20 При установке на одном коллекторе (или трубопроводе) нескольких предохранительных устройств площадь поперечного сечения коллектора (или трубопровода) должна быть не менее 1,25 от расчетной суммарной площади сечения присоединительных патрубков предохранительных устройств.

6.2.21 Оборудование, находящееся под давлением меньшим, чем давление питающего его источника, должно иметь на подводящем трубопроводе автоматическое редуцирующее устройство со средством измерения давления и предохранительной арматурой, размещенными со стороны меньшего давления.

Для нескольких единиц оборудования, работающего от одного источника давления при одном и том же давлении, допускается устанавливать одно автоматическое редуцирующее устройство со средством измерения давления и предохранительной арматурой, расположенными на одной магистрали до первого ответвления. В случае если поддержание постоянного давления за редуцирующим устройством по технологическим причинам невозможно или не требуется, на трубопроводах от питающего источника допускается устанавливать нерегулируемые редуцирующие устройства.

6.2.22 Предохранительные устройства должны устанавливаться на патрубках или трубопроводах, непосредственно присоединенных к оборудованию. Допускается установка предохранительных устройств на патрубках, присоединенных к трубопроводам.

6.2.23 Предохранительные устройства оборудования и трубопроводов должны устанавливаться в местах, доступных для обслуживания и ремонта.

6.2.24 Конструкция предохранительной арматуры должна предусматривать возможность проверки ее исправного действия путем открытия вручную или с пульта управления. Для ИПУ это требование относится к импульсному клапану. Усилие открытия вручную не должно превышать 196 Н.

В случае невозможности проверки действия предохранительной арматуры на работающем оборудовании должны применяться переключающие устройства, устанавливаемые перед арматурой и позволяющие проводить проверку каждой из них с отключением от оборудования.

Переключающие устройства должны быть такими, чтобы при любом их положении с оборудованием или трубопроводами было соединено столько единиц арматуры, сколько требуется, чтобы обеспечить выполнение требований 6.2.6.

Указанные в этом пункте требования не распространяются на мембраны прямого разрыва и гидрозатворы.

6.2.25 В случае если трубопровод на участке от автоматического редуцирующего устройства до оборудования рассчитан на максимальное давление питающего источника и оборудование снабжено предохранительным устройством, то допускается не устанавливать на трубопроводе предохранительное устройство после редуцирующего устройства.

6.2.26 В случае если расчетное давление в оборудовании равно давлению питающего источника или превышает его и исключена возможность повышения давления за счет внешних и внутренних источников энергии, то установка предохранительных устройств не требуется.

6.2.27 Установка предохранительных и автоматических регулирующих устройств не требуется:

- на трубопроводах рециркуляции насосов;
- на трубопроводах после регуляторов уровня;
- на трубопроводах продувочных, дренажных и удаления газа при сбросе среды в оборудование, оснащенное предохранительными устройствами.

6.2.28 Отводящие трубопроводы, не имеющие естественных уклонов, должны быть снабжены дренажным устройством. Внутренний диаметр отводящего трубопровода должен быть не менее внутреннего диаметра выходного патрубка предохранительного клапана. Среда, выходящая из предохранительных и дренажных устройств, должна отводиться в предусмотренное проектом место с соблюдением требований пожаровзрывобезопасности.

6.2.29 Исправность предохранительной арматуры, включая схемы управления, подлежит проверке с выбросом рабочей среды перед первым пуском оборудования и трубопроводов на рабочие параметры и при эксплуатации с периодичностью, установленной эксплуатирующей организацией и согласованной с разработчиком арматуры или, в случае прекращения производственной деятельности разработчика арматуры, с организацией, имеющей лицензию на конструирование аналогичной арматуры, но не реже периодичности планово-предупредительных ремонтов РУ. В случае если в ходе проверки выявляются дефекты или отказы срабатывания предохранительной арматуры, то должны быть установлены причины возникновения дефектов или отказов, выполнен ремонт и проведена ее повторная проверка.

6.2.30 Проверка настройки предохранительной арматуры, включая схемы управления, должна проводиться после монтажа или ремонта, влияющего на настройку, но не реже проверки исправности предохранительной арматуры. Настройка предохранительной арматуры может проводиться с помощью специальных приспособлений или испытанием на специальном стенде. После настройки предо-

хранительной арматуры на срабатывание узел настройки должен быть опломбирован. Параметры настройки должны документироваться.

6.2.31 При невозможности проверки предохранительных клапанов на работающем оборудовании должны применяться переключающие устройства, устанавливаемые перед клапанами и отключающие их для проверки. При любом положении переключающих устройств должно обеспечиваться соединение оборудования и трубопроводов с необходимыми для их защиты предохранительными клапанами. Во всех остальных случаях должна быть предусмотрена проверка исправности предохранительных клапанов и импульсных клапанов ИПУ на работающем оборудовании.

6.3 Контрольные и измерительные приборы

6.3.1 Оборудование и трубопроводы должны быть оснащены необходимыми для эксплуатации КИП для контроля и измерения давления, температуры, расхода, уровня рабочей среды, а также средствами для отбора среды. При этом конструкция КИП должна обеспечивать их функционирование при эксплуатационных параметрах РУ и быть доступной для метрологического обслуживания.

6.3.2 Необходимость установки датчиков, параметры и способы контроля, места установки датчиков и средств для отбора рабочей среды должны определяться разработчиками проектов оборудования и трубопроводов и указываться в конструкторской и проектной документации.

6.3.3 Средства измерений должны соответствовать требованиям [1].

6.3.4 На оборудовании и трубопроводах, эксплуатирующихся при температуре более 150 °С, для которых конструкторской и проектной документацией регламентирована скорость изменения температуры, должны предусматриваться средства для измерения и фиксации изменения температуры теплоносителя. Места измерения температуры должны указываться в конструкторской и проектной документации.

6.3.5 Измерительные каналы измерительных систем должны обеспечивать возможность их периодической поверки или калибровки в лабораторных условиях и (или) по месту установки. Порядок и периодичность поверки или калибровки должны указываться в эксплуатационной документации конкретных измерительных систем.

6.3.6 Точность измерения контролируемых параметров и номенклатура средств измерения устанавливает разработчик проекта РУ и указывает в проектной документации.

6.3.7 Конструкции отборных устройств должны обеспечивать отбор проб с массой, достаточной для проведения анализов.

7 Документация

7.1 В конструкторской документации (на чертежах общих видов и на сборочных чертежах оборудования, на монтажных чертежах систем трубопроводов) должна быть указана их принадлежность к соответствующей группе. На сборочных чертежах оборудования должны указываться их принадлежность к классу безопасности по классификации в соответствии с [2] и [3], а также значения расчетной температуры, рабочего и расчетного давления, температуры и значение давления испытаний, определяемого по ГОСТ Р 72098.3. В конструкторской документации должны быть приведены таблицы, устанавливающие объем и методы контроля качества основного металла, сварных соединений и наплавленного металла, а также разработана программа контроля качества.

7.2 В конструкторской (проектной) документации и паспортах устройств, оборудования и трубопроводов должен быть указан их назначенный срок службы и ресурсные характеристики.

На стадии разработки технического проекта назначенный срок службы должен указываться в чертежах общего вида оборудования и трубопроводов.

7.3 Проектная конструкторская документация на оборудование должна разрабатываться в соответствии с техническим заданием разработчика проекта РУ.

Проектная конструкторская документация на оборудование групп А и В должна быть согласована с разработчиком проекта РУ.

7.4 Все изменения проектной, конструкторской и технологической документации, необходимость в которых возникает при изготовлении, монтаже, испытании и эксплуатации оборудования и трубопроводов, должны вноситься в указанную документацию организациями, являющимися ее разработчиками, а информация об изменениях указанной документации — эксплуатирующей организацией в паспорта (формуляры) оборудования и трубопроводов.

7.5 Организации, разрабатывающие конструкторскую (проектную) документацию оборудования и трубопроводов РУ, должны обеспечить ее хранение с момента разработки до завершения вывода РУ из эксплуатации. Учтенные копии разработанной документации должны храниться у разработчика проекта РУ и в эксплуатирующей организации.

7.6 Неразрушающий контроль состояния металла регламентируется типовой программой неразрушающего контроля. Типовая программа неразрушающего контроля разрабатывается и утверждается разработчиком проекта РУ с согласованием головной материаловедческой организацией и эксплуатирующей организацией.

Допускается разрабатывать типовые программы эксплуатирующей организацией на основании проекта РУ и проекта плавучего энергоблока при согласовании с разработчиком проекта РУ и (или) плавучего энергоблока и головной материаловедческой организацией.

7.7 Неразрушающий контроль состояния металла оборудования и трубопроводов выполняется по рабочей программе (рабочим программам) неразрушающего контроля. Рабочая программа разрабатывается эксплуатирующей организацией на основе типовой программы неразрушающего контроля.

7.8 Разрушающий контроль состояния металла регламентируется:

- программой исследования образцов-свидетелей, разрабатываемой в соответствии с положениями раздела 5;
- программой контроля механических свойств металла посредством вырезки образцов металла из оборудования и трубопроводов (выполняется в случае принятия эксплуатирующей организацией решения о вырезке образцов, согласованного с разработчиками проектов оборудования и трубопроводов РУ и с головной материаловедческой организацией). При этом образцы вырезаются из трубопроводов и заменяемого оборудования и трубопроводов, отработавших ресурс.

7.9 Разрушающий контроль образцов, вырезанных из оборудования и трубопроводов, выполняется по рабочим программам, разработанным и утвержденным эксплуатирующей организацией.

7.10 Программа исследования образцов, вырезанных из оборудования и трубопроводов, отработавших ресурс, должна содержать:

- сведения о местах и сроках вырезки образцов;
- перечень определяемых характеристик;
- методики испытаний и обработки результатов;
- ссылки на документы, содержащие процедуру оценки и использования результатов испытаний.

Библиография

[1] Приказ Госкорпорации «Росатом» от 31 октября 2013 г. № 1/10-НПА «Об утверждении метрологических требований к измерениям, эталонам единиц величин, стандартным образцам, средствам измерений, их составным частям, программному обеспечению, методикам (методам) измерений, применяемым в области использования атомной энергии»

[2] Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии НП-022-17 — Общие положения обеспечения безопасности судов и других плавсредств с ядерными реакторами

[3] Российский морской регистр судоходства НД № 2-020101-169 — Правила классификации и постройки атомных судов и судов атомно-технологического обслуживания

УДК 621.039.53:006.354 ОКС 27.120.10

Ключевые слова: плавучий энергоблок, реакторная установка, оборудование, трубопроводы, конструирование, проектирование

Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Р.А. Ментова*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 23.09.2025. Подписано в печать 03.10.2025. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,24.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru