

ПОСТАНОВЛЕНИЕ МИНИСТЕРСТВА ПО ЧРЕЗВЫЧАЙНЫМ СИТУАЦИЯМ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
30 июня 2021 г. № 45

**Об утверждении норм и правил по обеспечению
ядерной и радиационной безопасности**

На основании пункта 4 статьи 21 Закона Республики Беларусь от 18 июня 2019 г. № 198-З «О радиационной безопасности», абзаца четвертого части третьей статьи 6 Закона Республики Беларусь от 30 июля 2008 г. № 426-З «Об использовании атомной энергии», подпункта 7.4 пункта 7 Положения о Министерстве по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 29 декабря 2006 г. № 756, Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь ПОСТАНОВЛЯЕТ:

1. Утвердить:

нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электростанций» (прилагаются);

нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводной арматуры, применяемой для объектов использования атомной энергии» (прилагаются);

нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и эксплуатации локализирующих систем безопасности атомных электростанций» (прилагаются);

нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов, применяемых на объектах использования атомной энергии» (прилагаются).

2. Настоящее постановление вступает в силу после его официального опубликования.

Министр

В.И.Синявский

СОГЛАСОВАНО

Комитет государственной безопасности
Республики Беларусь

Министерство архитектуры и строительства
Республики Беларусь

Министерство внутренних дел
Республики Беларусь

Министерство здравоохранения
Республики Беларусь

Министерство природных ресурсов и охраны
окружающей среды Республики Беларусь

УТВЕРЖДЕНО

Постановление
Министерства
по чрезвычайным ситуациям
Республики Беларусь
30.06.2021 № 45

Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электростанций»

РАЗДЕЛ I ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ГЛАВА 1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1. Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электростанций» (далее – Правила) устанавливают основные технические требования к безопасному обращению с радиационными объектами, в том числе к эксплуатации объектов использования атомной энергии, устройству, изготовлению, монтажу, техническому освидетельствованию и эксплуатации работающих под избыточным, гидростатическим или вакуумметрическим давлением оборудования и трубопроводов атомных электростанций (далее – АЭС), отнесенных к группам А, В и С в соответствии с пунктами 5–7 настоящих Правил.

2. Действие настоящих Правил, за исключением проведения гидравлических, пневмогидравлических и пневматических испытаний давлением оборудования и трубопроводов, распространяется на изготовление сварных соединений оборудования и трубопроводов групп А, В и С с деталями и (или) сборочными единицами, не работающими под давлением.

3. Требования настоящих Правил не распространяются на:
тепловыделяющие элементы и сборки, рабочие органы системы управления и защиты и другие конструкции внутри корпусов реакторов, технологических и иных каналов АЭС, содержащие делящиеся, поглощающие или замедляющие материалы;

трубы и устройства, встроенные внутри оборудования или трубопровода АЭС, разрушение которых не приводит к выходу рабочей среды за пределы этого оборудования или трубопровода или к протечке через элементы, разделяющие различные среды или среду с разными параметрами;

механические и электрические устройства, расположенные в оборудовании;

устройства, размещенные в оборудовании или в трубопроводах для проверки их работоспособности;

внутреннюю металлическую облицовку герметичного ограждения, бассейнов перегрузки и выдержки, бассейнов-хранилищ отработавшего ядерного топлива АЭС;

трубопроводы и корпуса оборудования, изготовленные из неметаллических материалов;

корпуса турбин, отсечную арматуру промежуточного перегрева пара, перепускные трубопроводы в пределах турбины, трубопроводы отбора пара от турбины до первой запорной арматуры, а также элементы и узлы гидравлической системы регулирования турбоустановки АЭС;

опоры, подвески, демпферы, гидроамортизаторы и ограничители перемещений оборудования и трубопроводов;

уплотнительные элементы АЭС;

металлоконструкции, расположенные внутри оборудования и не нагруженные в проектных режимах давлением теплоносителя;

части оборудования, не представляющие собой самостоятельные сосуды;

гидрозатворы, трубопроводы перелива баков, сосудов АЭС, работающих под гидростатическим давлением;

трубопроводы систем измерений и диагностики, отбора проб АЭС, относящиеся к элементам класса безопасности 3, с номинальным внутренним диаметром менее 15 мм;

оборудование и трубопроводы, использующиеся только при пусконаладочных работах, техническом обслуживании и ремонте.

4. Для целей настоящих Правил используются термины и их определения в значениях, установленных Законом Республики Беларусь от 18 июня 2019 г. № 198-З «О радиационной безопасности», Законом Республики Беларусь от 30 июля 2008 г. № 426-З «Об использовании атомной энергии», постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 3 февраля 2021 г. № 71 «О мерах по реализации Указа Президента Республики Беларусь от 30 ноября 2020 г. № 447», а также следующие термины и их определения:

гиб – колено, изготовленное из трубы с применением деформации изгиба;

доизготовление – процесс завершения изготовления оборудования АЭС, поставка которого на площадку АЭС предусмотрена отдельными частями по условиям транспортирования или монтажа;

изготовитель – организация, осуществляющая работы по изготовлению оборудования и трубопроводов или сборочных единиц и деталей для АЭС;

колено – деталь или сборочная единица трубопровода, в которой изменяется направление потока рабочей среды;

комплект образцов-свидетелей – совокупность образцов-свидетелей, одновременно выгружаемая из корпуса реактора АЭС;

конструкторская документация – графические и текстовые документы, которые в совокупности или в отдельности определяют состав и устройство изделия и содержат необходимые данные для его разработки, изготовления, контроля, эксплуатации, ремонта и утилизации;

материалы – основные материалы в виде полуфабрикатов из сталей и сплавов (поковок, труб, листов, сортового проката, отливок), сварочные и наплавочные материалы (электроды, сварочные и наплавочные проволоки и ленты, флюсы, защитные газы), применяемые для изготовления оборудования и трубопроводов, а также при их монтаже и ремонте;

монтажная организация – организация, выполняющая работы по монтажу и изготовлению оборудования и трубопроводов, а также разрабатывающая технологии монтажа;

незаменяемое оборудование – оборудование, которое при эксплуатации блока АЭС не подлежит замене вследствие технической невозможности или экономической нецелесообразности;

оборудование – работающие под давлением (избыточным, гидростатическим или вакуумметрическим) корпуса реакторов, сосуды, теплообменники, баки, арматура, а также корпуса насосов и фильтров АЭС;

операционный контроль – контроль продукции или процесса во время выполнения или после завершения технологической операции;

проектирование – разработка комплексной технической документации (проекта), содержащей технико-экономические обоснования, расчеты, чертежи, макеты, сметы, пояснительные записки и другие документы, необходимые для производства оборудования и трубопроводов АЭС;

рабочее давление – максимальное избыточное давление в оборудовании и трубопроводах при нормальной эксплуатации, определяемое с учетом гидравлического сопротивления и гидростатического давления;

разработчик – организация, проектирующая и (или) конструирующая оборудование и (или) трубопроводы;

расчетная температура – температура стенки оборудования или трубопровода АЭС, равная максимальному среднеарифметическому значению температур на его наружной и внутренней поверхностях в одном сечении при нормальной эксплуатации. Для частей корпусов реакторов АЭС расчетная температура определяется с учетом внутренних

тепловыделений как среднеинтегральное значение распределения температур по толщине стенки корпуса;

расчетное давление – максимальное избыточное давление в оборудовании или трубопроводах, используемое при расчете на прочность при выборе основных размеров, при котором допускается нормальная эксплуатация данного оборудования или трубопровода АЭС при расчетной температуре;

секторный отвод – отвод, изготовленный из отрезков труб, сваренных под углом друг к другу;

специализированная организация – организация, выполняющая работы в области неразрушающего контроля, сварки, родственных процессов и технологий, а также оказывающая услуги по производственной аттестации (квалификации) технологии сварки и аттестации персонала в области сварочного производства при осуществлении деятельности по использованию атомной энергии;

тепломеханическое оборудование – теплосиловое, механическое и водоподготовительное оборудование, а также устройства тепловой автоматики и теплотехнических измерений, установленные на этом оборудовании;

техническое освидетельствование – установление соответствия оборудования и трубопроводов требованиям настоящих Правил, проекту реакторной установки (далее – РУ) или АЭС и разработанной в соответствии с ним рабочей документации, и определения их исправного состояния с возможностью эксплуатации на параметрах рабочей среды;

трубопровод – совокупность соединенных между собой деталей и сборочных единиц, предназначенная для транспортировки рабочей среды;

устройство – расположение, соотношение частей, конструкция оборудования и трубопроводов.

ГЛАВА 2

ГРУППЫ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

5. Группа А оборудования и трубопроводов включает оборудование и трубопроводы, отнесенные к элементам АЭС класса безопасности 1.

6. Группа В оборудования и трубопроводов включает оборудование и трубопроводы, отнесенные к элементам АЭС класса безопасности 2, и оборудование и трубопроводы, отнесенные к элементам класса безопасности 3, отказ в работе или разрушение которых приводит к:

неустранимой штатными средствами АЭС утечке теплоносителя, непосредственно контактирующего с тепловыделяющими элементами;

невыполнению какой-либо системой безопасности АЭС своих функций.

7. Группа С оборудования и трубопроводов включает не вошедшие в группу В оборудование и трубопроводы, отнесенные к элементам АЭС класса безопасности 3, отказ в работе или разрушение которых требует введения в действие систем безопасности АЭС и приводит к:

устранимой штатными средствами утечке теплоносителя АЭС, непосредственно контактирующего с тепловыделяющими элементами АЭС;

выходу из строя одного из каналов какой-либо системы безопасности АЭС;

превышению установленных значений предельно допустимых выбросов или допустимых сбросов радиоактивных веществ АЭС, либо допустимых уровней радиоактивного загрязнения рабочих помещений АЭС.

8. Для конкретного оборудования и трубопроводов принадлежность к группе устанавливается разработчиками проекта АЭС (РУ).

9. Границами между принадлежащими к различным группам оборудованием и трубопроводом или между принадлежащими к различным группам трубопроводами АЭС служат сварные или разъемные соединения.

10. Граничные сварные соединения и крепежные изделия относятся к оборудованию или трубопроводу, к которому предъявляются более высокие требования для обеспечения безопасности.

РАЗДЕЛ II

КОНСТРУИРОВАНИЕ И ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 3

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

11. Оборудование, изделия и технологии для АЭС подлежат подтверждению выполнения требований настоящих Правил.

12. Прочность и функциональные характеристики оборудования и трубопроводов обосновываются в проекте АЭС (РУ) для всего срока службы оборудования и трубопроводов.

13. Срок службы и ресурсные характеристики оборудования и трубопроводов устанавливаются разработчиком и указываются в конструкторской и (или) проектной документации.

14. Разработчик проекта АЭС (РУ) и разработчик оборудования и трубопроводов предусматривают возможность их осмотра, технического обслуживания, ремонта, диагностирования, проведения испытаний давлением и неразрушающего контроля металла после изготовления, монтажа и при эксплуатации, а также замены оборудования и трубопроводов со сроком службы менее проектного срока службы АЭС.

При обеспечении возможности проведения ультразвукового контроля металла предпочтение отдается автоматизированному контролю.

15. Для оборудования (за исключением арматуры) и трубопроводов первого контура водо-водяного энергетического реактора АЭС содержание кобальта в основных и наплавочных материалах деталей и сборочных единиц, контактирующих с теплоносителем первого контура АЭС, не должно превышать 0,05 %.

16. Для оборудования и трубопроводов, контактирующих с радиоактивными средами, предусматривается возможность дренажа теплоносителя и удаления продуктов загрязнений, дезактивации поверхностей и удаления промывочных и дезактивирующих растворов.

17. В РУ АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами размещаются контейнеры с образцами-свидетелями металла корпуса реактора АЭС для оценки воздействия температуры и нейтронного облучения.

18. Количество комплектов образцов-свидетелей и контейнеров с образцами-свидетелями в комплектах, места размещения контейнеров и периодичность контроля характеристик металла образцов-свидетелей обосновываются в проекте РУ.

Количество комплектов образцов-свидетелей определяется из достаточности для периодического подтверждения каждой контролируемой характеристики металла в течение срока службы АЭС.

19. В конструкторскую документацию включается программа контроля радиационного охрупчивания и теплового старения, содержание которой соответствует следующим требованиям:

19.1. зоны контроля оборудования, конструкция, количество и места размещения образцов-свидетелей определяются конструкторской документацией, а также настоящими Правилами;

19.2. программа контроля по образцам-свидетелям или образцам, вырезанным из корпуса реактора АЭС, является частью конструкторской документации;

19.3. организация работ по учету флюенса быстрых нейтронов с энергией больше 0,5 МэВ на корпусах реакторов АЭС осуществляется эксплуатирующей организацией;

19.4. контроль радиационного охрупчивания металла облучаемых элементов АЭС при эксплуатации, который включает:

контроль текущего значения параметров нейтронного облучения в зонах контроля РУ, полученного в результате мониторинга;

оценку параметров нейтронного облучения металла образцов-свидетелей и зон контроля РУ;

контроль параметров радиационного охрупчивания и температурного старения металла образцов-свидетелей;

контроль параметров радиационного охрупчивания металла по образцам, вырезанным из зоны контроля РУ (при необходимости);

контроль температуры образцов-свидетелей радиационного охрупчивания с использованием материалов, температура плавления которых находится в диапазоне от ($T_{\text{тепл}} - 2 \text{ }^{\circ}\text{C}$) до ($T_{\text{тепл}} + 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$), где $T_{\text{тепл}}$ – температура теплоносителя, с шагом по температуре плавления не более $10 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Возможность и необходимость вырезки образцов из зоны контроля РУ с целью установления параметров радиационного охрупчивания обосновывается эксплуатирующей организацией;

19.5. контроль температурного старения металла необлучаемых элементов АЭС при эксплуатации, который включает:

контроль параметров температурного старения металла образцов-свидетелей;

контроль температуры выдержки образцов из комплектов образцов-свидетелей теплового старения;

19.6. контроль параметров радиационного охрупчивания и температурного старения включает определение механических свойств металла (предела текучести, предела прочности, относительного удлинения, относительного сужения), характеристик сопротивления хрупкому разрушению (критической температуры хрупкости и (или) вязкости разрушения);

19.7. испытания комплектов образцов-свидетелей радиационного охрупчивания и теплового старения проводятся на том же оборудовании и с использованием тех же методик испытаний и обработки экспериментальных результатов, которые были использованы при испытаниях контрольных комплектов;

19.8. выгрузка и испытания комплектов образцов-свидетелей осуществляются не менее 6 раз за проектный срок службы. Первый раз выгрузка и испытания образцов-свидетелей проводятся не позднее, чем через 10 лет после начала эксплуатации АЭС;

19.9. образцы-свидетели устанавливаются внутри корпуса реактора АЭС с коэффициентом опережения по флюенсу нейтронов, обеспечивающим подтверждение принятых в проекте РУ характеристик металла на период до следующей выгрузки образцов-свидетелей;

19.10. результаты испытаний оформляются в виде отчета и используются при обосновании безопасной эксплуатации РУ.

20. Разработчиком проекта АЭС предусматривается возможность проведения раздельного испытания давлением трубопроводов АЭС, присоединенных к всасывающей и напорной частям насосов АЭС, если последние спроектированы на разное давление.

21. В конструкторской и (или) проектной документации АЭС должны указываться меры по защите оборудования и трубопроводов от физико-химического и физического воздействия рабочей среды.

22. Оборудование и трубопроводы с температурой наружной поверхности стенок выше $45 \text{ }^{\circ}\text{C}$, расположенные в обслуживаемых помещениях АЭС, и выше $60 \text{ }^{\circ}\text{C}$, расположенные в помещениях ограниченного доступа АЭС, теплоизолируются. Температура наружной поверхности теплоизоляции оборудования и трубопроводов не превышает значений, указанных в настоящем пункте. На главных циркуляционных трубопроводах РУ на всем их протяжении и на других трубопроводах в местах,

подлежащих неразрушающему эксплуатационному контролю, теплоизоляция является съёмной.

23. Пространственное расположение трубопроводов АЭС, а также способы и условия закрепления оборудования и трубопроводов должно исключать их повреждение вследствие взаимных перемещений.

24. В оборудовании и трубопроводах предусматривается возможность удаления воздуха при заполнении рабочей или испытательной средой, а также конденсата, образующегося в процессе разогрева или расхолаживания. Пропускная способность устройств АЭС для удаления воздуха подтверждается расчетом.

25. В конструкторской и (или) проектной документации АЭС на сборочных чертежах оборудования и на чертежах деталей и сборочных единиц трубопроводов АЭС должна указываться их принадлежность к соответствующей группе. На сборочных чертежах оборудования указываются класс безопасности и категория сейсмостойкости, а также величины расчетного давления и давления испытаний давлением.

В конструкторской документации приводятся таблицы, устанавливающие объем и методы контроля качества металла.

26. В конструкторской и (или) проектной документации АЭС приводится перечень незаменимого оборудования.

27. Конструкторская документация на оборудование разрабатывается в соответствии с техническим заданием разработчика проекта АЭС или РУ.

Конструкторская документация на оборудование групп А и В согласовывается с разработчиком проекта АЭС или РУ.

28. Разработчик обеспечивает проверку конструкторской и (или) проектной документации на оборудование и трубопроводы на соответствие требованиям настоящих Правил специалистами указанной организации, не участвовавшими в ее разработке.

29. Разработчик обеспечивает сохранность конструкторской и (или) проектной документации на оборудование и трубопроводы на протяжении срока их службы.

ГЛАВА 4

КРЫШКИ И ДНИЩА. РАСПОЛОЖЕНИЕ ЛЮКОВ

30. Отношение номинальной высоты эллиптических крышек и днищ, измеренной от внутренней поверхности, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части H/D_v должно быть не менее 0,2 согласно рисунку 1а приложения 1, а отношение номинального диаметра центрального отверстия, если таковое имеется, к номинальному внутреннему диаметру крышки или днища d/D_v – не более 0,6 согласно рисунку 1б приложения 1.

31. Отношение номинальной высоты выпуклой части торосферических и тарельчатых крышек и днищ, измеренной от их внутренней поверхности, к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части H/D_v должно быть не менее 0,25.

Отношение номинального диаметра центрального отверстия, если таковое имеется, к номинальному внутреннему диаметру крышки или днища d/D_v – не более 0,6.

Отношение номинальных радиусов R и r сферического сегмента тора к номинальному внутреннему диаметру цилиндрической части крышки или днища D_v составляет не более 1,0 и не менее 0,1 соответственно согласно рисункам 2а и 2б приложения 1.

32. Соединения крышек и днищ с обечайками (трубами) и фланцами выполняются стыковой сваркой. Применение угловых и тавровых сварных соединений допускается только при обеспечении возможности контроля неразрушающими методами.

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

Минимальная высота отбортовки или расточки 1 крышек и днищ согласно рисункам 1а, 1б и 2а, 2б приложения 1 соответствует таблице 1 приложения 2, где S – номинальная толщина стенки крышки или днища в месте отбортовки.

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

35. Оборудование имеет съемные крышки или люки, расположенные в доступных для технического обслуживания и ремонта местах.

Допускается выполнять приварными крышки люков, используемых только для внутреннего осмотра оборудования при изготовлении, монтаже и перед пуском АЭС в эксплуатацию при условии проведения контроля их сварных соединений.

36. Оборудование с цилиндрическим корпусом, в который вварены трубные доски, допускается изготавливать без люков в случаях, когда не предусмотрены техническое обслуживание и ремонт его внутренних полостей.

37. Проходные размеры люков овальной формы по наименьшей и наибольшей осям составляют не менее 320 мм и 420 мм соответственно. Допускается устройство люков круглой формы проходным диаметром не менее 400 мм.

38. Конструкция шарнирно-откидных и вставных болтов, хомутов, а также зажимных приспособлений люков, крышек и фланцев обеспечивает их фиксацию в заданном положении.

ГЛАВА 5 РАССТОЯНИЕ МЕЖДУ ОТВЕРСТИЯМИ

39. Минимальное расстояние l_1 , по срединной линии между центрами двух соседних отверстий составляет не менее 1,4 полусуммы диаметров этих отверстий согласно рисунку 3 приложения 1.

40. Расстояние α по внутренней поверхности от кромки отверстия в сферических, эллиптических, торосферических и тарельчатых крышках и днищах до их цилиндрической части, измеренное по проекции, составляет не менее 0,1 от внутреннего диаметра цилиндрической части D_v согласно рисунку 4 приложения 1.

41. Расстояние l между центром отверстия под болт или шпильку во фланцах, крышках или нажимных кольцах и их кромкой составляет не менее 0,85 диаметра отверстия согласно рисункам 5а и 5б приложения 1.

ГЛАВА 6 ТРУБОПРОВОДЫ

42. Для присоединения трубопровода к оборудованию (трубопроводу), подлежащему техническому обслуживанию с периодическим отсоединением оборудования (трубопровода), применяются разъемные соединения. Во всех остальных случаях присоединение трубопроводов к оборудованию, а также соединение трубопроводов между собой производится сваркой.

43. Применение сварных секторных отводов, сварных тройников и переходов допускается для трубопроводов группы В 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 составляет не более 15°, расстояние l – не менее 100 мм согласно рисунку 6 приложения 1.

Применение сварных секторных отводов, сварных тройников и переходов обосновывается разработчиком проекта АЭС и согласовывается с эксплуатирующей организацией в части обеспечения контроля их сварных соединений.

44. Горизонтальные участки трубопроводов имеют уклон не менее 0,004 в сторону организованного дренажа. Для паропроводов дренаж обеспечивается при температурах не больших, чем температура насыщения пара при рабочем давлении.

На горизонтальных участках трубопроводов с номинальным наружным диаметром до 60 мм из коррозионно-стойких сталей аустенитного класса, контактирующих с водой, пароводяной смесью и паром, допускается не предусматривать уклон при условии обеспечения возможности промывки трубопроводов. На горизонтальных участках трубопроводов с номинальным наружным диаметром более 60 мм из сталей того же структурного класса или из плакированных сталей перлитного класса, контактирующих с указанными средами, допускается не предусматривать уклон, если отношение длины горизонтального участка к номинальному внутреннему диаметру трубопровода не превышает 25.

45. В нижних точках каждого отключаемого задвижками участка трубопровода, не имеющего естественного стока за счет уклона, предусматриваются устройства для дренажа трубопровода. Конструкция дренажных устройств обеспечивает возможность проверки исправности их состояния.

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

46. Для прогрева и продувки все участки паропроводов, которые могут быть отключены запорной арматурой, снабжаются в концевых точках запорными клапанами. Паропроводы, эксплуатируемые при рабочем давлении свыше 2,16 МПа, и паропроводы группы В, независимо от давления, снабжаются двумя последовательно расположенными клапанами: дроссельным и запорным. В случае прогрева участка паропровода в двух направлениях предусматривается продувка с каждого конца участка.

47. Для паропроводов насыщенного пара и для тупиковых участков паропроводов перегретого пара обеспечивается постоянный отвод конденсата.

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

49. На дренажных трубопроводах и линиях отвода воздуха (газа) из контуров с радиоактивными средами устанавливается 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. Допускается объединение линий отвода воздуха (газа) из отключаемых или не отключаемых друг от друга участков трубопроводов, расположенных после первых по ходу среды дроссельных клапанов.

РАЗДЕЛ III СВАРНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ

ГЛАВА 7 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

50. 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.

51. Тавровые сварные соединения с конструкционным зазором допускается применять для приварки опор и вспомогательных деталей (подвесок, скоб, ребер) к оборудованию и трубопроводам.

52. Нахлесточные сварные соединения допускается применять при приварке к оборудованию и трубопроводам таких элементов, как укрепляющие накладки, опорные

плиты, подкладные листы, пластины, планки под площадки, лестницы, кронштейны, мембраны. Кольца, привариваемые с внутренней стороны корпусов для укрепления таких элементов, как люки, штуцера, изготавливаются с сигнальными отверстиями для контроля герметичности сварного соединения. Указанные сигнальные отверстия после контроля герметичности закрываются пробками, пробки обвариваются, а сварные соединения обварки подвергаются капиллярному контролю.

53. Стыковые сварные соединения выполняются с полным проплавлением.

ГЛАВА 8 РАСПОЛОЖЕНИЕ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

54. Продольные сварные соединения корпусов оборудования, предназначенного для работы в горизонтальном положении, не располагаются в пределах нижнего центрального угла, равного 140° , за исключением случаев, когда обеспечены осмотр и контроль указанных соединений при эксплуатации.

55. Сварные соединения располагаются 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.

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

57. В секторных отводах сварных труб расстояние l между сопряжениями поперечного кольцевого шва отвода с продольными или спиральными швами соединяемых секторов или труб составляет не менее 100 мм согласно рисунку 7 приложения 1. Указанное расстояние измеряется между точками сопряжения осей соответствующих швов.

58. Поперечные сварные соединения на кольцевых коллекторах и спирально изогнутых трубах теплообмена применяются 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.

ГЛАВА 9 РАССТОЯНИЯ МЕЖДУ СВАРНЫМИ ШВАМИ

59. При пересечении поперечных стыковых сварных соединений деталей (или сборочных единиц) с продольными сварными соединениями совмещение осей продольных швов двух соседних деталей не допускается.

Оси указанных швов смещаются относительно друг друга на расстояние, составляющее не менее трехкратной номинальной толщины более толстостенной из соединяемых деталей, но не менее чем на 100 мм.

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

60. При изготовлении днищ или крышек из нескольких деталей с расположением швов по хорде расстояние α от внешнего края шва до параллельного хорде диаметра днища или крышки по проекции составляет не более 0,2 от номинального внутреннего диаметра днища или крышки D согласно рисунку 8 приложения 1.

Расстояние b между внешним краем кругового шва на днищах и крышках (за исключением сферических и тарельчатых) и центром днища или крышки составляет не более 0,25 от номинального внутреннего диаметра D днища или крышки. Минимальное расстояние «с» между краями двух соседних радиальных или круговых швов составляет не менее трех номинальных толщин S днища или крышки, но не менее 100 мм согласно рисунку 9 приложения 1. Требования к расположению кругового шва не распространяются на швы приварки крышек и днищ к фланцам и обечайкам.

61. Расстояние c между краем углового шва приварки штуцера, люка, трубы или других цилиндрических полых деталей и краем ближайшего стыкового шва оборудования или трубопровода составляет не меньше трехкратной расчетной высоты углового шва h_1 , и не меньше трехкратной номинальной толщины стенки S_1 привариваемой детали согласно рисунку 10 приложения 1.

62. Расстояние l между краем стыкового шва оборудования или трубопровода и центром ближайшего к нему отверстия составляет не менее 0,9 от диаметра отверстия d при соблюдении требований пункта 60 настоящих Правил.

63. Расстояние b между краями ближайших угловых швов приварки патрубков, штуцеров или труб к оборудованию (или трубопроводам) составляет не менее трех расчетных высот углового шва или трех номинальных толщин стенок привариваемых деталей согласно рисунку 10 приложения 1. При различных значениях указанных высот или толщин принимается их большее значение.

Указанные в части первой настоящего пункта требования не распространяются на варку труб в трубные доски (решетки) и коллекторы, трубные доски технологических каналов, каналов системы управления и защиты и других каналов.

64. Расстояние между осями соседних поперечных стыковых швов цилиндрических и конических деталей составляет 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.

Указанное в абзаце первом настоящего пункта требование не распространяется на швы приварки трубопроводов к патрубкам оборудования, 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 2 раза высоту отбортовки под сварку.

65. Расстояние от края углового шва штуцера до края ближайшего шва трубы при приварке штуцеров к камерам измерительных диафрагм составляет 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 измерительных устройств с соплами и диафрагмами.

66. 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 составляют не менее трех расчетных высот угловых швов согласно рисунку 11 приложения 1. Расстояние b определяется по наибольшей расчетной высоте углового шва.

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

67. Расстояние l между краем стыкового шва трубопровода с патрубком или штуцером оборудования и краем ближайшего стыкового шва на трубопроводе составляет не менее 100 мм для трубопроводов с номинальным наружным диаметром более 100 мм, но не менее номинального наружного диаметра D для трубопроводов меньшего диаметра согласно рисунку 12 приложения 1.

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

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

где D – номинальный наружный диаметр соединяемых деталей, S – наибольшая из номинальных толщин соединяемых деталей.

Длина указанных участков составляет 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, началагиба, края соседнего поперечного шва.

69. В подлежащих ультразвуковому контролю стыковых сварных соединениях трубопроводов длина свободного прямого участка в каждую сторону от оси шва составляет не менее указанной в таблице 2 приложения 2.

70. Расстояние от края стыкового шва до начала криволинейного участкагиба на трубопроводах с номинальным наружным диаметром 100 мм и более составляет не менее 100 мм, а для трубопроводов с номинальным наружным диаметром до 100 мм – не менее номинального наружного диаметра трубы.

71. 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 от указанных точек до осей швов труб составляет не менее 100 мм согласно рисункам 13а и 13б приложения 1.

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 составляет не менее трех номинальных толщин стенки трубы.

РАЗДЕЛ IV МАТЕРИАЛЫ

ГЛАВА 10 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

72. Материалы (основные, сварочные, наплавочные) для изготовления оборудования и трубопроводов применяются с учетом их физико-механических и технологических характеристик, а также условий эксплуатации для обеспечения работоспособности оборудования и трубопроводов в течение их срока службы.

73. При передачах материалов для изготовления оборудования и трубопроводов сопроводительная документация передается в полном объеме.

74. Материалы разных структурных классов (стали перлитного и аустенитного классов, цветные металлы) транспортируются и хранятся в условиях, предотвращающих их контакт между собой. Также при выполнении монтажных работ предпринимаются меры,

исключающие контакт данных материалов. Данные требования учитываются при разработке документации, регламентирующей порядок выполнения работ по монтажу.

ГЛАВА 11 ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

75. Для изготовления конкретного оборудования или трубопровода допускается применение новых материалов по техническому решению, подготовленному разработчиком с привлечением специализированной организации.

76. Техническое решение с обосновывающими его документами, подтверждающими возможность изготовления оборудования и трубопроводов с обеспечением требуемого качества, представляется для утверждения в эксплуатирующую организацию. При этом объем и номенклатура представляемых сведений (из числа указанных в главе 18 настоящих Правил) определяются организациями, составившими техническое решение, в зависимости от конкретных условий эксплуатации оборудования или трубопровода.

Утвержденное техническое решение прилагается к паспорту оборудования или к свидетельству об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопровода, а обосновывающие материалы хранятся в эксплуатирующей организации в течение всего срока эксплуатации оборудования или трубопровода АЭС.

РАЗДЕЛ V ИЗГОТОВЛЕНИЕ И МОНТАЖ

ГЛАВА 12 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

77. Изготовление и монтаж тепломеханического оборудования и трубопроводов осуществляются по технологической документации, в том числе рабочим чертежам, проектам производства работ, разработанным в соответствии с требованиями конструкторской и (или) проектной документации, а результаты выполнения технологических и контрольных операций документируются. Лица, участвующие в процессе выполнения работ, осуществляющие операционный контроль, должны быть ознакомлены с технологической документацией. На всех этапах изготовления и монтажа обеспечивается сохранность оборудования, трубопроводов, элементов.

78. Методы и объемы контроля основных материалов, а также нормы оценки качества оборудования устанавливаются в технологической и рабочей документации, обеспечивающей уровень детализации и определенностей при выполнении работ по монтажу технологического оборудования и трубопроводов.

79. Сварка, наплавка, термическая обработка, контроль сварных соединений и наплавов при изготовлении и монтаже оборудования и трубопроводов выполняются в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Организация и выполнение сварочных работ на объектах использования атомной энергии», утвержденными постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12 июня 2017 г. № 26.

80. Материалы при их получении изготовителем проходят входной контроль на отсутствие механических, коррозионных и иных повреждений, на соответствие сопроводительной документации маркировки, количества, весовых и габаритных размеров с документированием результатов, а также контроль перед выдачей в производство. Комплектующие изделия при их получении монтажной организацией проходят входной контроль на отсутствие механических, коррозионных и иных повреждений, на соответствие сопроводительной документации маркировки, количества, весовых и габаритных размеров с документированием результатов, контроль параметров

и характеристик по эксплуатационным документам, а также контроль перед выдачей в монтаж.

81. Транспортирование и хранение оборудования, деталей, сборочных единиц оборудования и трубопроводов, а также материалов, предназначенных для их изготовления, монтажа и ремонта, проводятся с учетом данных сопроводительной документации на конкретные материалы, параметров и характеристик, указанных в эксплуатационных документах.

Предусматриваются меры, исключаяющие ошибки при переносе маркировки, межоперационном складировании материалов.

82. Детали и сборочные единицы имеют маркировку, позволяющую идентифицировать их в процессе изготовления, монтажа и эксплуатации.

Места и способы нанесения маркировки указываются в конструкторской документации.

83. Изготовитель осуществляет комплектную поставку оборудования, включая комплектующие изделия, образцы-свидетели, контрольные технологические пробы, запасные части и инструмент для монтажа и технического обслуживания, если иное не предусмотрено условиями поставки.

84. Приемочные испытания оборудования проводятся на стендах, в условиях, приближенных к условиям эксплуатации, а при отсутствии таких стендов – в составе систем на АЭС по отдельному решению эксплуатирующей организации и разработчика для каждой единицы оборудования.

85. В случаях, когда поставка оборудования предусмотрена отдельными частями, его доизготовление с применением сварки осуществляется изготовителем либо на производственных площадях эксплуатирующей организации монтажной организацией.

86. В случаях, когда поставка оборудования по условиям монтажа предусмотрена отдельными частями, его монтаж и доизготовление с применением сварки проводятся монтажной организацией под контролем уполномоченного представителя изготовителя.

87. На корпусах оборудования изготовителем устанавливается табличка, на которой указываются:

- наименование или товарный знак изготовителя;
- наименование оборудования;
- класс безопасности;
- группа оборудования;
- категория сейсмостойкости;
- тип рабочей среды;
- заводской номер и год изготовления;
- значения расчетного давления, расчетной температуры и давления испытаний давлением.

Места установки табличек указываются в конструкторской документации и доступны для визуального осмотра при эксплуатации.

Требования части первой настоящего пункта не распространяются на корпуса арматуры.

88. Сведения, перечисленные в части первой пункта 87 настоящих Правил, изготовитель наносит также на одной из наиболее видных частей оборудования способом ударно-механической маркировки. Нанесение указанных сведений краской не допускается.

ГЛАВА 13

МЕТОДЫ ИЗГОТОВЛЕНИЯ

89. Резка полуфабрикатов (заготовок) и вырезка отверстий проводится по технологии, исключаяющей образование трещин. После термической резки проводится механическая обработка кромок.

90. После резки и механической обработки торцы деталей и (или) сборочных единиц и поверхности отверстий контролируются на отсутствие трещин, расслоений и других дефектов.

91. Днища, крышки и их детали изготавливаются штамповкой из одного листа или сварной листовой заготовки из предварительно сваренных между собой листов.

Допускается изготовление днищ, крышек и их деталей свободной ковкой машинным способом при условии проведения их последующего сплошного ультразвукового контроля.

92. Высадка горловин в обечайках, днищах, крышках и других деталях или сборочных единицах выполняется машинным способом.

93. Допускается холодная развальцовка (обжатие) труб, минимальное значение относительного удлинения металла которых при температуре 20 °С составляет не менее 18 %. При этом в конструкторской и технологической документации указывается максимальная величина допустимой развальцовки (обжатия).

Возможность и условия применения горячей развальцовки (обжатия) концов труб устанавливаются в конструкторской и (или) технологической документации.

94. Сопрягаемые поверхности приварных деталей имеют ту же конфигурацию, что и поверхность в местах приварки указанных деталей.

Допустимый зазор между краями поверхности приварной детали и поверхностью изделия составляет не более половины расчетной высоты углового шва, но не более 5 мм, если в конструкторской документации не установлены более жесткие требования.

95. Холодный натяг трубопроводов, если он предусмотрен конструкторской и (или) проектной документацией, проводится после выполнения всех сварных соединений (за исключением замыкающего шва) на участке натяга, их термической обработки (если она предусмотрена), контроля качества выполненных сварных соединений и окончательного закрепления неподвижных опор на концах участка натяга. Допустимая величина холодного натяга трубопроводов (расстояние между концами сближаемых труб) указывается в конструкторской и (или) проектной документации. Сборка и сварка замыкающего шва в сборочном приспособлении производится в присутствии представителя эксплуатирующей организации. Сборочное приспособление удаляется с замыкающего шва только после полного его остывания.

96. Если для сборки завершающего сварного соединения трубопровода применяется натяг, то характеризующие его параметры вносятся в свидетельство о монтаже и паспорт трубопровода.

97. Монтаж трубопроводов выполняется таким образом, чтобы сварное соединение оборудования с трубопроводом не являлось замыкающим сварным соединением. Работы по монтажу трубопроводов могут быть начаты после установки тепломеханического оборудования.

98. Сварные соединения деталей или сборочных единиц трубопровода с оборудованием за исключением арматуры группы С подвергаются сплошному радиографическому контролю, а результаты контроля прилагаются к свидетельству о монтаже трубопровода.

ГЛАВА 14 ДОПУСКИ

99. Отклонение наружного диаметра цилиндрических деталей (за исключением труб), изготовленных из листов, поковок и отливок, составляет не более 1 % от его номинального значения, но не более 20 мм. Овальность вышеуказанных цилиндрических деталей не превышает 1 %.

В местах приварки штуцеров, патрубков, труб, опор, цапф и других деталей отклонение наружного диаметра составляет не более 1,5 % от его номинального значения, но не более 30 мм, при этом овальность не превышает 1,5 %.

100. Отклонение внутреннего диаметра сферических днищ и крышек составляет не более 1 % от его номинального значения, но не более 20 мм.

101. Отклонение от профиля днищ и крышек (кроме сферических) составляет не более 1 % от номинального значения внутреннего диаметра днища (крышки), но не более 20 мм.

102. В высаженных горловинах радиус галтели на наружной поверхности горловины R составляет не менее номинальной толщины стенки детали в месте посадки горловины S, но не менее 20 мм согласно рисунку 14 приложения 1.

Допускается устанавливать значение R по формуле

$$R = \begin{cases} 0,25S, & S > 20 \text{ мм} \\ 5 \text{ мм}, & S \leq 20 \text{ мм} \end{cases}$$

при условии, что после посадки горловины деталь подвергают термической обработке и капиллярному или магнитопорошковому контролю наружной и внутренней поверхностей горловины в пределах зоны, указанной на рисунке 14, где $L \geq 30$ мм.

Размеры этой зоны устанавливаются технологической документацией. Для деталей из сталей аустенитного класса и из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей перлитного класса допускается совмещать горячую посадку горловины и термическую обработку. Капиллярный и магнитопорошковый контроль проводится после механической обработки горловины.

Требования к радиусам галтелей выдерживаются как до механической обработки горловин, так и после нее.

103. Овальность гнутых участков труб не превышает 6 % на деталях трубопроводов группы А, 8 % – на деталях трубопроводов группы В и 12 % – на деталях трубопроводов группы С.

Овальность гнутых участков труб теплообменного оборудования всех групп не превышает 12 %.

Указанные в частях первой и второй настоящего пункта требования не распространяются на тонкостенные цилиндрические детали, изменяющие свою форму под действием собственного веса и (или) веса присоединяемых деталей, с отношением номинальной толщины стенки к номинальному наружному диаметру менее 0,02.

104. Крутоизогнутые колена (отводы) с номинальным наружным диаметром более 57 мм и нормально изогнутые колена с номинальным наружным диаметром более 150 мм, предназначенные для изготовления оборудования и трубопроводов групп А и В, подлежат сплошному контролю овальности и утонения стенки. В остальных случаях контроль овальности и утонения стенки колен на криволинейных участках проводится выборочно в объеме не менее 10 % колен каждого типоразмера, изготовленных по одному заказу и по одной и той же технологии (но не менее двух колен).

Колено считается крутоизогнутым (нормально изогнутым), если средний радиус его кривизны менее 3,5 (не менее 3,5) от номинального наружного диаметра колена.

ГЛАВА 15

ТЕРМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА

105. Необходимость термической обработки сборочных единиц и деталей при изготовлении, монтаже или ремонте устанавливается конструкторской и (или) технологической документацией.

106. Вид термической обработки и ее режимы устанавливаются конструкторской и (или) технологической документацией на сборочные единицы и детали.

Виды и режимы термической обработки, устанавливаемые конструкторской и (или) технологической документацией, согласовываются со специализированной организацией.

Контроль заданных режимов нагрева, выдержки и охлаждения осуществляется путем регистрации их параметров.

107. Механические характеристики металла, прошедшего термическую обработку, определяются при испытаниях образцов, вырезанных из припусков или специально изготовленных контрольных проб. Пробы изготавливаются из металла той же партии (плавки), что и контролируемая деталь и (или) сборочная единица. Пробы подвергаются термической обработке в том же объеме и по тем же режимам, что и изделие в процессе изготовления или монтажа (вместе с контролируемым изделием или отдельно от него) с учетом отпусков в случаях исправления дефектов металла.

108. Обечайки, днища, крышки и другие детали из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей после холодной вальцовки или штамповки подлежат термической обработке, если отношение номинальной толщины стенки к номинальному внутреннему радиусу обечайки или к наименьшему радиусу кривизны днища или крышки превышает 0,05.

109. Гнутые участки труб из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей подлежат термической обработке, если отношение среднего радиусагиба к номинальному наружному диаметру трубы составляет менее 3,5, а отношение номинальной толщины стенки трубы к ее номинальному наружному диаметру превышает 0,05.

110. В случаях, не указанных в пунктах 108 и 109 настоящих Правил, необходимость термической обработки деталей после деформирования устанавливается конструкторской и (или) технологической документацией.

111. Термическую обработку деталей из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей после горячей вальцовки, гибки или штамповки допускается не проводить, если в момент окончания деформирования температура металла была не ниже 700 °С, за исключением отводов, изготовленных гибкой с нагревом токами высокой частоты.

Термическую обработку днищ и деталей из сталей аустенитного класса после штамповки или вальцовки допускается не проводить, если в момент окончания деформирования температура металла была не ниже 900 °С.

112. Допускается совмещать термическую обработку после деформирования деталей (сборочных единиц) из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей, а также из сталей аустенитного класса с последующей термической обработкой изделия после других технологических операций.

113. При закалке и нормализации изделие может помещаться в термическую печь целиком.

114. При отпуске и аустенизации изделия большой длины допускается его термическая обработка в печи по частям с обеспечением перепада температур металла изделия в зоне границы нагрева и на расстоянии 1 м от края печи не более 100 °С по технологии, согласованной со специализированной организацией.

115. При отпуске и аустенизации гнутых участков труб допускается местная термическая обработка участкагиба и примыкающих к нему с каждой стороны прямых участков труб протяженностью не менее трехкратной номинальной толщины стенки, но не менее 100 мм.

116. При технологических отпусках контрольных проб допускается уменьшение продолжительности выдержки по сравнению с выдержкой, установленной для изделий, но не более чем на 20 %.

117. Если контролируемые изделия подлежат многократным технологическим отпускам при одной температуре с одинаковой суммарной продолжительностью выдержки, контрольную пробу допускается подвергать однократному отпуску при той же температуре с продолжительностью выдержки не менее 80 % и не более 100 % от суммарной продолжительности выдержки отпусков.

118. Если контролируемые изделия подлежат многократным технологическим отпускам при различных температурах с одинаковой (суммарной) продолжительностью

выдержки при одной и той же температуре, контрольную пробу допускается подвергать однократному отпуску с продолжительностью выдержки при каждой температуре не менее 80 % и не более 100 % от (суммарной) продолжительности выдержки соответствующего отпуска (отпусков). Сначала выдержка проводится при более низкой температуре, затем – при более высокой температуре. Время перехода от одной температуры к другой в продолжительность выдержки не засчитывается.

Если среди предусмотренных многократных технологических отпусков при различных температурах имеются отпуска с одной и той же температурой и одинаковой суммарной продолжительностью выдержки, при проведении однократного отпуска контрольной пробы продолжительность выдержки при каждой такой температуре составляет не менее 80 % и не более 100 % от суммарной продолжительности отпусков.

119. Допускается проводить контроль характеристик металла на одной контрольной пробе с соблюдением требований пунктов 116–118 настоящих Правил в случаях, когда предусмотренная при одной и той же температуре продолжительность (суммарная продолжительность) выдержки отпусков различна, но разница между максимальной и минимальной продолжительностью (суммарной продолжительностью) выдержки не превышает 20 % от максимальной продолжительности (суммарной продолжительности) выдержки. При проведении отпуска контрольной пробы продолжительность выдержки составляет не менее 80 % и не более 100 % от максимальной продолжительности выдержки отпуска (максимальной суммарной продолжительности выдержки соответствующих отпусков).

120. Если контролируемые изделия подлежат отпускам при различных температурах за исключением случаев, указанных в пункте 118 настоящих Правил, и (или) с различной продолжительностью выдержки за исключением случаев, указанных в пункте 119 настоящих Правил, проверка характеристик металла проводится на двух отдельных контрольных пробах.

Первая контрольная проба подвергается тому же отпуску, что и изделие, для которого предусмотрены наименьшая температура отпуска и (или) минимальная продолжительность выдержки однократного отпуска, либо наиболее низкие температуры и (или) наименьшая суммарная продолжительность выдержки при наибольшей для данного изделия температуре отпуска при многократных отпусках.

Первая контрольная проба отпуску не подлежит, если среди контролируемых изделий имеются как подлежащие, так и не подлежащие отпуску.

Проверку характеристик металла на первой пробе допускается не проводить, если до начала изготовления (монтажа) изделий характеристики металла заготовок были проверены и соответствовали требованиям законодательства об использовании атомной энергии.

Вторая контрольная проба подвергается тому же отпуску, что и изделие, для которого предусмотрены наиболее высокая температура отпуска и (или) максимальная продолжительность выдержки однократного отпуска, либо наиболее высокие температуры отпусков и (или) максимальная суммарная продолжительность выдержки при наибольшей для данного изделия температуре отпуска при многократных отпусках.

При определении максимальной суммарной продолжительности выдержки учитываются все предусмотренные в технологической документации отпуска, в том числе отпуска после исправления дефектов в металле.

121. Если контролируемые изделия из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей подлежат многократной нормализации (закалке) или нагревам для деформирования при температурах нормализации (закалки), контрольную пробу допускается подвергать только нормализации (закалке) по последнему режиму.

122. После термической обработки определяются механические свойства металла и его стойкость против межкристаллитной коррозии (последнее – только для коррозионно-стойких сталей аустенитного класса и железоникелевых сплавов). Необходимость, объем

и температура испытаний, определяемые характеристики и показатели, а также типы и количество образцов устанавливаются конструкторской документацией (таблицами контроля качества) и технологической документацией.

ГЛАВА 16

ДОКУМЕНТАЦИЯ

123. Технологическая документация на изготовление и монтаж оборудования и трубопроводов регламентирует содержание и порядок выполнения всех технологических и контрольных операций.

124. Исполнительная схема подключения оборудования, пространственная исполнительная схема трубопровода на трубопроводы и оборудование, относящиеся к группам А и В (в том числе вносимые в нее изменения), согласовывается разработчиком проекта АЭС (РУ).

125. Технологическая документация на выплавку и разливку, термическую резку, обработку давлением, сварку, наплавку и термическую обработку металла оборудования или трубопровода групп А, В и С согласовывается со специализированной организацией.

126. Оборудование поставляется вместе с паспортом, который содержит:

- наименование изготовителя;
- наименование оборудования и его обозначение;
- заводской номер и дату изготовления оборудования;
- сведения о группе, классе безопасности, категории сейсмостойкости;
- технические характеристики и параметры оборудования;
- сведения о химическом составе и механических характеристиках материалов деталей, сварных соединений и наплавленных поверхностей (для последних – только химический состав);
- сведения о термической обработке;
- сведения о результатах неразрушающего контроля металла;
- сведения об исправлении дефектов при изготовлении;
- параметры и результаты испытаний давлением;
- срок службы оборудования и его ресурсные характеристики;
- сведения о консервации и упаковывании;
- заключение изготовителя о соответствии изготовленного оборудования требованиям настоящих Правил и конструкторской документации;
- гарантийные обязательства;
- иные сведения по требованию эксплуатирующей организации.

Если оборудование доизготавливается на монтажной площадке, то паспорт оформляется изготовителем после доизготовления. В случаях, если доизготовление осуществляется монтажной организацией, объем сведений о доизготовлении устанавливается по согласованию с изготовителем.

В паспортах оборудования, в котором размещаются образцы-свидетели, приводятся сведения об образцах-свидетелях в объеме, необходимом для их идентификации.

К паспортам оборудования прикладывается сопроводительная документация на материалы.

В паспорте оборудования приводятся его ресурсные характеристики.

127. В течение срока службы оборудования эксплуатирующая организация вносит в его паспорт сведения о месте нахождения, регистрации, выполненных испытаниях давлением, технических освидетельствованиях, ремонтах, эксплуатационном контроле состояния металла, а также определяемые при эксплуатации значения ресурсных характеристик.

В паспорта оборудования, в котором размещаются образцы-свидетели, эксплуатирующая организация вносит сведения о выгрузке и загрузке образцов-свидетелей в течение срока службы оборудования.

128. К паспорту оборудования прилагаются:
инструкции по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту, а также иные документы, предусмотренные условиями поставки;

перечень арматуры и (или) средств измерений (далее – СИ), необходимых для дооснащения оборудования, если их поставка вместе с оборудованием не предусмотрена;

документы об оценке соответствия на оборудование (либо их копии);

расчет на прочность или выписка из него со ссылкой на расчет и с описанием исходных данных и результатов;

чертежи оборудования;

таблицы контроля качества металла;

паспорта арматуры и (или) СИ, установленных на оборудовании;

сопроводительная документация (либо их заверенные копии) на примененные материалы.

В случае применения нового материала в соответствии с пунктом 75 настоящих Правил к паспорту оборудования прикладывается техническое решение.

Требования частей первой и второй настоящего пункта и пункта 129 настоящих Правил не распространяются на паспорта арматуры.

129. При наличии отступлений от конструкторской документации к паспорту оборудования прикладываются документы, содержащие сведения об устраненных отступлениях, а также отчет о несоответствиях.

130. Изготовитель передает эксплуатирующей организации свидетельства об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов, комплект чертежей (общий вид и (или) сборочные чертежи с таблицами контроля качества). Монтажная организация передает эксплуатирующей организации свидетельства о монтаже оборудования и (или) трубопроводов АЭС.

131. Свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов содержит:

наименование изготовителя;

наименование деталей и сборочных единиц трубопроводов, дату изготовления;

сведения о рабочей среде, расчетных давлении и температуре;

сведения о группе, классе безопасности и категории сейсмостойкости трубопровода;

сведения об арматуре и (или) СИ, установленных изготовителем на сборочных единицах трубопровода;

сведения о термической обработке сборочных единиц и деталей;

сведения об исправлении дефектов при изготовлении;

результаты испытаний давлением;

сведения о результатах неразрушающего контроля деталей, сварных соединений и наплавленных поверхностей;

заключение изготовителя о результатах контроля изготовленных деталей и сборочных единиц на соблюдение требований настоящих Правил и конструкторской документации.

В случае применения нового материала в соответствии с пунктом 76 настоящих Правил к свидетельству об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов прикладывается техническое решение.

При наличии отступлений от конструкторской документации к свидетельству об изготовлении прикладываются документы, содержащие сведения об устраненных отступлениях, а также документы по результатам контроля соблюдения настоящих Правил и отчет о несоответствиях.

132. Свидетельство о монтаже оборудования или трубопровода, составленное эксплуатирующей организацией совместно с монтажной организацией содержит:

наименование монтажной организации;

наименование оборудования или трубопровода;
сведения об оборудовании или трубопроводе, включая его группу, класс безопасности и категорию сейсмостойкости, сведения о рабочей среде;
не включенные в паспорт оборудования или трубопровода данные о крепежных изделиях и (или) иных деталях;
сведения о сварных соединениях, наплавленных поверхностях и термической обработке, выполненных при монтаже;
сведения об исправлении дефектов при монтаже;
сведения об арматуре и (или) СИ, установленных при монтаже;
сведения об опорах и подвесках;
величину холодного натяга трубопровода в случае его применения;
результаты испытаний давлением;
утвержденный эксплуатирующей организацией акт, удостоверяющий, что монтаж оборудования и трубопровода выполнен в соответствии с проектом и оборудование и трубопроводы находятся в исправном состоянии.

133. К свидетельству о монтаже трубопровода прикладывается пространственная исполнительная схема трубопровода с указанием параметров рабочей среды, геометрических размеров и расположения сварных соединений, мест снятия тепловой изоляции, установки опор, реперов, арматуры и СИ.

К свидетельству о монтаже оборудования прикладывается исполнительная схема включения оборудования с указанием параметров рабочей среды и источников давления и их параметров (максимально создаваемое давление и расход), арматуры, предохранительных мембран, спускных, продувочных, дренажных устройств и СИ.

При наличии отступлений от конструкторской и (или) проектной документации к свидетельству о монтаже оборудования или трубопровода прикладываются документы, содержащие сведения об устраненных отступлениях.

134. Паспорта трубопроводов оформляются эксплуатирующей организацией. Паспорт трубопровода содержит:

сведения о трубопроводе, в том числе о его назначении, рабочей среде, классе безопасности, группе, категории сейсмостойкости, дату окончания монтажа, наименование монтажной организации;

обозначение чертежа трубопровода и наименование изготовителей деталей и сборочных единиц;

сведения о расчетных давлении и температуре;

параметры и результаты испытаний давлением;

срок службы трубопровода и его ресурсные характеристики;

сведения об арматуре и (или) СИ, если их поставка вместе со сборочными единицами трубопровода не предусмотрена;

величину холодного натяга трубопровода в случае его применения;

перечень прилагаемой к паспорту документации.

В паспорте трубопровода, на который распространяется действие программы по управлению старением, приводятся его ресурсные характеристики.

135. В течение срока службы трубопровода эксплуатирующая организация вносит в его паспорт сведения о регистрации, выполненных испытаниях давлением, технических освидетельствованиях, эксплуатационных контролях состояния металла, ремонтах, заменах его деталей и сборочных единиц, а также определяемые при эксплуатации значения ресурсных характеристик.

136. К паспорту трубопровода прикладываются:

свидетельства об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов;

комплект чертежей и схем трубопровода;

свидетельство о монтаже трубопровода с прилагаемыми к нему документами;

паспорта арматуры и (или) СИ;

акт, указанный в абзаце двенадцатом пункта 132 настоящих Правил.

137. Паспорт оборудования или трубопровода, свидетельство об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов, свидетельство о монтаже оборудования или трубопровода оформляется в соответствии с требованиями технических нормативных правовых актов в области технического нормирования и стандартизации.

138. Эксплуатирующей организацией обеспечивается сохранность паспортов оборудования и трубопроводов, а также прилагаемых к ним документов на протяжении срока службы оборудования и трубопроводов.

ГЛАВА 17 ОБРАЗЦЫ-СВИДЕТЕЛИ

139. Комплекты образцов-свидетелей изготавливаются и передаются эксплуатирующей организации для загрузки в корпус реактора АЭС с не менее двумя дополнительными комплектами образцов-свидетелей.

Дополнительные комплекты не подлежат загрузке в корпус реактора АЭС. Количество образцов-свидетелей в этих комплектах достаточно для идентификации исходного состояния металла.

140. Образцы-свидетели основного металла изготавливаются из припусков штатных заготовок, которые предназначены для изготовления контролируемых зон оборудования.

141. Образцы-свидетели сварных соединений выполняются 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 контролируемых зон корпуса реактора АЭС. Если проволока одной марки, одной плавки, одного диаметра и одного вида поверхности поставлена разными партиями, она рассматривается как проволока одной партии (плавки) с присвоением ей общего номера.

Если конструкторской документацией предусматривается размещение образцов-свидетелей корневой части шва, то при выполнении сварных соединений с заваркой корневой части шва низколегированными присадочными материалами указанное в части первой настоящего пункта требование соблюдается отдельно по сварочным материалам для сварки корневой части шва и по сварочным материалам для заварки остальной части шва.

142. Заготовки (включая сварные соединения) для изготовления образцов-свидетелей подвергаются той же термической обработке, что и металл контролируемых зон в процессе изготовления и монтажа зон корпуса реактора АЭС.

143. На комплект образцов-свидетелей оформляется свидетельство об изготовлении образцов-свидетелей.

Свидетельство об изготовлении образцов-свидетелей содержит:
маркировку и назначение образцов-свидетелей;
сведения о местах вырезки заготовок образцов-свидетелей;
сведения о местах установки образцов-свидетелей;
заводской номер корпуса реактора АЭС, к которому относится комплект образцов-свидетелей.

ГЛАВА 18 ПРИМЕНЕНИЕ НОВОГО МАТЕРИАЛА

144. При обосновании применения нового основного материала проводятся его испытания. На основании проведенных испытаний готовится отчет.

В случае если новый материал предполагается применять для изготовления деталей с использованием сварки (наплавки), представляются сведения о свариваемости предлагаемого материала (в том числе с другими материалами, допущенными

к применению) и характеристики материала в составе сварных соединений (наплавленных изделий).

Возможность выполнения сварных соединений и наплавов для данного материала подтверждается на сварных или наплавленных технологических пробах и при испытаниях материала в зоне термического влияния сварки (наплавки).

145. Для основного материала в отчете представляются:

- химический состав с указанием содержания вредных примесей;
- вид и способ получения полуфабрикатов;
- технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации, в соответствии с требованиями которых изготовлены материалы;
- сведения о термической обработке;
- схема вырезки образцов из полуфабрикатов;
- значение предельной температуры $T_{\max}$, до которой допускается использовать материал;
- сведения о рабочих средах, в которых допускается использовать материал;
- значения флюенса нейтронов и температуры облучения, до которых обосновано применение материала;
- значения условного предела текучести, временного сопротивления, относительного удлинения, относительного сужения и истинного напряжения при разрыве;
- значения модуля Юнга, коэффициента Пуассона, коэффициента линейного расширения, коэффициента теплопроводности, плотности материала и удельной теплоемкости.

Для материалов, применяемых в сварных соединениях и наплавленных изделиях, в отчете представляются:

- способ сварки;
- сочетание сварочных (наплавочных) и основных материалов (по их маркам);
- химический состав напавленного металла (металла шва) с указанием пределов содержания элементов и вредных примесей;
- необходимость и режимы предварительного и сопутствующего подогрева;
- необходимость, вид и режимы термической обработки сварных соединений и наплавленных изделий;
- сопроводительная документация на сварочные (наплавочные) материалы;
- данные сопроводительной документации на сварочные (наплавочные) материалы, использованные при проведении испытаний, номера плавок, партий;
- схема вырезки образцов из сварных соединений и наплавленных изделий;
- значение $T_{\max}$, до которого допускается использовать материал в сварных соединениях и наплавленных изделиях;
- сведения о рабочих средах, в которых допускается использовать материал в сварных соединениях и наплавленных изделиях;
- значения флюенса нейтронов и температуры облучения, до которых обосновано применение материала в сварных соединениях и наплавленных изделиях.

Для основного металла и металла зоны термического влияния сварки (наплавки) в отчете представляются:

- характеристики сопротивления хрупкому разрушению;
- характеристики циклической прочности;
- характеристики пластичности, ползучести и длительной прочности;
- характеристики коррозионной стойкости.

146. Полуфабрикаты основного металла и сварные (наплавленные) технологические пробы, используемые для определения характеристик, металла, изготавливаются в промышленных условиях. Все характеристики определяются на полуфабрикатах основного металла после штатной термической обработки. Для материала, предназначенного для сварных конструкций и наплавленных изделий, также определяются

характеристики основного металла и металла зоны термического влияния сварки (наплавки) после основных и промежуточных отпусков сварных соединений (наплавки) минимальной и максимальной продолжительности для способов сварки (наплавки) и допускаемых сварочных (наплавочных) материалов.

147. Для основного металла указанные в абзаце одиннадцатом части первой пункта 145 настоящих Правил характеристики определяются в пределах температур от 20 °С до $T_{\max}$ через каждые 50 °С, а также при температурах $(T_{\max} + 25)$ °С и $(T_{\max} + 50)$ °С.

Для сварных соединений определяются значения временного сопротивления при 20 °С и $(T_{\max} + 50)$ °С. Для сварных соединений и наплавленных изделий определяется угол загиба при 20 °С.

148. Данные по изменению характеристик, указанных в пункте 147 настоящих Правил, определяются до максимально допускаемого флюенса нейтронов. Указанные данные определяются в интервале температур от 20 °С до температуры облучения через каждые 50 °С. Значение максимально допускаемого флюенса нейтронов устанавливается разработчиком проекта РУ.

149. Для нового материала определяются количественные данные, характеризующие изменение во времени (в течение срока службы на АЭС) значения условного предела текучести, временного сопротивления, относительного удлинения, относительного сужения и истинного напряжения при разрыве после термического старения. Указанные данные определяются при температурах 20 °С и $(T_{\max} + 50)$ °С.

150. Для нового материала указанные в абзаце одиннадцатом части первой пункта 145 настоящих Правил характеристики определяются в пределах температур от 20 °С до $T_{\max}$ через каждые 100 °С, а также при температуре $(T_{\max} + 50)$ °С.

151. Для нового материала определяются характеристики сопротивления хрупкому разрушению:

T_{K0} – критическая температура хрупкости материала в исходном состоянии;
температурная зависимость вязкости разрушения материала в исходном состоянии в диапазоне температур от $(T_{K0} - 100)$ °С до $(T_{K0} + 50)$ °С;
сдвиг критической температуры хрупкости и (или) изменение температурной зависимости вязкости разрушения вследствие термического старения при температуре $T_{\max}$;
сдвиг критической температуры хрупкости и (или) изменение температурной зависимости вязкости разрушения вследствие влияния облучения до максимального допускаемого флюенса нейтронов.

152. Представление характеристики, указанной в абзаце втором пункта 151 настоящих Правил, не требуется для сталей аустенитного класса, железоникелевых, титановых, циркониевых и алюминиевых сплавов.

153. Представление характеристик, указанных в абзацах третьем–пятом пункта 151 настоящих Правил, не требуется для материалов, предназначенных для изготовления изделий, не подвергающихся нейтронному облучению, в следующих случаях:

для сталей перлитного, класса и высокохромистых сталей с пределом текучести при температуре 20 °С менее 600 МПа при толщине деталей не более 16 мм;

для сталей перлитного, класса и высокохромистых сталей с пределом текучести при температуре 20 °С менее 450 МПа при толщине деталей не более 20 мм;

для сталей перлитного, класса и высокохромистых сталей с пределом текучести при температуре 20 °С менее 300 МПа при толщине деталей не более 25 мм;

для сталей аустенитного класса, железоникелевых, титановых, циркониевых и алюминиевых сплавов.

154. Изготовителем по результатам испытаний подтверждается, что контакт материала с рабочей средой не снижает характеристики, указанные в пункте 151 настоящих Правил, или представляются количественные данные, отражающие влияние рабочих сред.

155. Сведения по длительной пластичности, ползучести и длительной прочности представляются в тех случаях, когда $T_{\max}$ превышает следующие температуры (далее – T_{Π}):

450 °С – для сталей аустенитного класса и железоникелевых сплавов;

350 °С – для углеродистых и легированных сталей;

250 °С – для циркониевых сплавов;

20 °С – для алюминиевых и титановых сплавов.

156. Для основного металла представляются значения пределов длительной прочности и пластичности в диапазоне температур от T_{Π} до $T_{\max}$ через каждые 50 °С, а также при температурах $(T_{\max} + 25)$ °С и $(T_{\max} + 50)$ °С.

Для металла сварных соединений представляются только значения пределов длительной прочности при температурах T_{Π} и $(T_{\max} + 50)$ °С.

157. Для основного металла и металла сварных соединений при температурах, указанных в пункте 156 настоящих Правил, представляются изохронные кривые ползучести в координатах напряжение – деформация для 10, 30, 10^2 , $3 \cdot 10^2$, 10^3 , $3 \cdot 10^3$, 10^4 , $3 \cdot 10^4$, 10^5 и так далее часов до срока службы оборудования или трубопровода и до деформации $\epsilon = 3\%$.

158. В отчете о применении нового материала представляются количественные данные, отражающие влияние облучения на характеристики длительной пластичности, ползучести и длительной прочности до максимально допускаемого флюенса нейтронов.

159. В отчете о применении нового материала на основании результатов испытаний подтверждается, что контакт материала с рабочей средой не снижает характеристики длительной пластичности, ползучести и длительной прочности или представлены количественные данные, отражающие влияние рабочих сред.

160. В отчете о применении нового материала определяются кривые усталости в координатах амплитуда напряжений (деформаций) – число циклов до зарождения трещины в диапазоне от 10^2 до 10^7 циклов.

161. Для материалов, предназначенных для работы при температурах ниже T_{Π} , представляются кривые усталости при температурах 20 °С и $(T_{\max} + 50)$ °С.

162. Для материалов, предназначенных для работы при температурах выше T_{Π} , представляются кривые усталости при температурах 20 °С, T_{Π} и в интервале температур от T_{Π} до $(T_{\max} + 50)$ °С через 50 °С.

163. В отчете о применении нового материала на основании результатов испытаний подтверждается отсутствие снижения циклической прочности вследствие контакта с рабочими средами или должны быть представлены количественные данные по учету влияния этого фактора на циклическую прочность.

164. В отчете о применении нового материала подтверждается отсутствие снижения циклической прочности вследствие нейтронного облучения или должны быть представлены количественные данные по учету влияния этого фактора на циклическую прочность.

165. В соответствии с абзацем пятым части третьей пункта 145 настоящих Правил для предполагаемых режимов эксплуатации (включая стояночные режимы) эксплуатирующей организации должны быть представлены:

значение скорости сплошной коррозии;

характер сопротивления язвенной коррозии (скорость роста количества и глубины язв);

склонность к коррозии под напряжением и скорость коррозионного растрескивания;

подтверждение стойкости против межкристаллитной коррозии (только для коррозионно-стойких сталей).

166. В отчете о применении нового материала на основании результатов испытаний подтверждается, что термическое старение не оказывает влияния на характеристики коррозионной стойкости или должны быть представлены количественные данные, отражающие влияние термического старения.

167. В отчете о применении нового материала на основании результатов испытаний подтверждается, что нейтронное облучение не оказывает влияния на характеристики коррозионной стойкости, или должны быть представлены количественные данные, отражающие влияние облучения.

168. Фактические данные о характеристиках материалов, указанные в пункте 149, абзаце пятом пункта 151, пунктах 161 и 164 настоящих Правил, получаются после термического старения продолжительностью, достаточной для подтверждения работоспособности материала в течение срока службы оборудования или трубопровода АЭС.

Представление указанных в части первой настоящего пункта данных не требуется для сталей и хромоникелевых сплавов при $T_{\max}$ ниже 250 °С.

169. Фактические данные о характеристиках материала, указанные в пункте 148, пункте 149, пунктах 162 и 165 настоящих Правил, получаются после нейтронного облучения до максимально допускаемого флюенса нейтронов.

Представление указанных в части первой настоящего пункта данных не требуется для материалов, подвергающихся нейтронному облучению с флюенсом нейтронов ниже указанных значений:

1×10^{22} нейтронов на квадратный метр (с энергией $E \geq 0,5$ МэВ) для сталей перлитного класса и высокохромистых сталей;

$1,5 \times 10^{25}$ нейтронов на квадратный метр $E \geq 0,1$ МэВ для сталей аустенитного класса, железоникелевых, титановых, алюминиевых и циркониевых сплавов.

Представление данных, указанных в пункте 157 настоящих Правил, не требуется для материалов, подвергающихся нейтронному облучению с флюенсом ниже 10^{16} нейтронов на квадратный метр в секунду.

170. Фактические данные о характеристиках материала, указанные в пунктах 154, 159, 164 и 165 настоящих Правил, получаются после воздействия среды продолжительностью, достаточной для подтверждения работоспособности материала в течение срока службы оборудования или трубопровода.

Представление указанных в части первой настоящего пункта данных не требуется для материалов, защищенных со стороны рабочей среды антикоррозионной наплавкой или герметичным кожухом (чехлом).

171. Фактические данные о характеристиках материалов, указанные в пунктах 156 и 162 настоящих Правил, получаются при испытаниях, продолжительность которых достаточна для подтверждения работоспособности материала в течение срока службы оборудования или трубопровода АЭС.

172. Количество проведенных испытаний и их продолжительность достаточны для достоверного определения соответствующих характеристик и их зависимостей от температуры и других факторов, оценки пределов разброса данных с учетом влияния допускаемых отклонений в химическом составе материалов и в технологии изготовления.

173. Значения и зависимости, предназначенные для использования в расчетах на прочность, представляются для всего срока службы оборудования или трубопровода АЭС.

174. Допускается в зависимости от предполагаемых условий эксплуатации материала изменять объем сведений, представляемых в отчете, с обязательным указанием температуры, рабочей среды, флюенса нейтронов и времени эксплуатации, для которых обосновано использование материала и его характеристик.

РАЗДЕЛ VI ИСПЫТАНИЯ ДАВЛЕНИЕМ

ГЛАВА 19 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

175. Испытания давлением в зависимости от испытательной среды подразделяются на гидравлические, пневмогидравлические и пневматические, целью которых является проверка прочности и плотности оборудования и трубопроводов.

176. Испытания давлением проводятся в соответствии с разработанными, утвержденными, согласованными с разработчиком проекта АЭС (РУ) или изготовителем оборудования и трубопроводов и выданными эксплуатирующей организацией в установленном порядке программами проведения испытаний.

177. Испытания на прочность проводятся:

при изготовлении изготовителем оборудования и (или) деталей и сборочных единиц трубопроводов;

после монтажа оборудования и трубопроводов;

при технических освидетельствованиях в процессе эксплуатации.

178. Не допускается проводить испытания на прочность системы первого контура водо-водяного энергетического реактора АЭС с невыгруженной активной зоной без анализа и обоснования безопасности.

179. Испытания на плотность подтверждают отсутствие протечек оборудования и трубопроводов.

Испытания на плотность проводятся:

после разборки и герметизации разъемных соединений;

после выявления течи в разъемных соединениях;

после выполнения ремонта, за исключением ремонта с глушением трубок теплообменного оборудования, с использованием сварки (наплавки).

180. Пневматические испытания, если обеспечена их безопасность, проводятся для оборудования и трубопроводов, нагружаемых давлением газа, а также работающих под вакуумметрическим давлением.

181. Испытания давлением для баков, сосудов, а также примыкающих к ним трубопроводов и гидрозатворов до первой запорной арматуры, работающих под гидростатическим давлением, проводятся наливом после монтажа и в процессе эксплуатации.

182. Необходимость проведения испытаний давлением и выбор испытательной среды и параметров испытаний оборудования и трубопроводов, содержащих дизельное топливо и среды для систем смазки, охлаждения и управления пуском дизель-генераторной установки аварийного электроснабжения АЭС, определяется разработчиком дизель-генераторной установки.

183. Составные части оборудования, детали и сборочные единицы трубопроводов, работающие при эксплуатации под внешним давлением, при изготовлении допускается испытывать внутренним давлением, значение которого указывается в конструкторской документации.

184. При изготовлении и монтаже испытания давлением проводятся до нанесения защитных антикоррозионных покрытий и установки теплоизоляции на оборудование и трубопроводы, если иное не указано в конструкторской документации.

185. При наличии тепловой изоляции испытания давлением при эксплуатации проводятся после ее снятия в местах, указанных в конструкторской документации или в пространственной схеме трубопровода.

186. Испытания давлением сборочных единиц трубопроводов, укрупненных на монтажных площадках, допускается совмещать с испытаниями давлением после завершения их монтажа.

187. Испытания давлением после завершения монтажа оборудования и трубопроводов допускается совмещать с испытаниями давлением при их первичном техническом освидетельствовании до регистрации и пуска в работу.

188. Не подлежат испытанию давлением трубопроводы сброса (подачи) технологической среды в емкость с гидростатическим давлением, а также участки

спринклерных систем и дренажей после последней арматуры до окончания трубопровода, имеющего свободный слив.

189. Для корпусов центробежных насосов и участков трубопроводов на напоре центробежных насосов до первой запорной арматуры гидравлические испытания производятся давлением, образующимся при работе насоса на закрытую запорную арматуру в течение времени, разрешенного изготовителем на работу насоса в безрасходном режиме.

Для насосов, работа которых на закрытую запорную арматуру запрещена, гидравлические испытания производятся максимальным давлением, образующимся при работе насоса на линию рециркуляции.

190. Гидравлические испытания погружных и полупогружных насосов и участков их напорных трубопроводов производятся максимальным давлением, образующимся при работе насосов.

191. Испытания давлением отдельных деталей и сборочных единиц оборудования и трубопроводов групп В и С при их изготовлении не проводятся в следующих случаях:

изготовитель осуществляет испытания указанных деталей и сборочных единиц в составе укрупненных сборочных единиц;

изготовитель оборудования группы С из сталей перлитного класса и из высокохромистых сталей осуществляет ультразвуковой контроль всех сварных соединений, а также их радиографический контроль в удвоенном объеме по сравнению с объемом, предусмотренным нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля», утвержденными постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12 июня 2017 г. № 26, а из сталей аустенитного класса и железоникелевых сплавов – радиографический контроль всех сварных соединений;

изготовитель деталей и сборочных единиц трубопроводов групп В и С из сталей перлитного класса и из высокохромистых сталей осуществляет ультразвуковой контроль всех сварных соединений, а также радиографический контроль сварных соединений категории Па в объеме 100 %, Пв и Ша категорий – в объеме 50 %, Шв – в объеме 25 %, а из сталей аустенитного класса – радиографический контроль всех сварных соединений, ультразвуковой контроль металла в зонах концентрации напряжений и в зонах, подвергавшихся деформации более 5 % при изготовлении, и дополнительный капиллярный или магнитопорошковый контроль механически обработанных поверхностей (для трубопроводов группы С указанный дополнительный контроль допускается не проводить);

детали и сборочные единицы оборудования и трубопроводов не содержат сварных соединений, зон концентрации напряжений и не подвергались деформации более 5 %.

Категории сварных соединений определяются в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Организация и выполнение сварочных работ на объектах использования атомной энергии».

Объем контроля и нормы оценки качества основного металла приводятся в конструкторской документации.

192. Измерение давления при испытаниях проводится по двум независимым каналам измерений. Погрешность измерения давления при испытаниях не должна превышать ± 5 %.

ГЛАВА 20

ДАВЛЕНИЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ

193. Давление гидравлических испытаний P_h при проверке прочности составляет не менее:

$$P_b = K_b P \frac{\sigma^{T_b}}{\sigma^T} \text{ (нижняя граница)}$$

и не более давления, при котором в испытываемом изделии возникнут общие мембранные напряжения, равные $1,35\sigma^{T_b}$, а сумма общих или местных мембранных и общих изгибных напряжений достигнет $1,7\sigma^{T_b}$ (верхняя граница).

В формуле давление P равно расчетному при испытаниях изготовителем или рабочему после монтажа и в процессе эксплуатации;

$$K_b = \begin{cases} 1,25 & \text{— для оборудования и трубопроводов,} \\ 1 & \text{— для кожухов;} \end{cases}$$

σ^{T_b} , σ^T — номинальные допускаемые напряжения в металле при температуре гидравлических испытаний T_b и при расчетной температуре T соответственно.

Значения общих и местных мембранных, общих изгибных напряжений, номинального допускаемого напряжения в металле определяются в соответствии с нормами расчета на прочность оборудования и трубопроводов АЭС.

194. Давление гидравлических или пневматических испытаний P при проверке прочности оборудования и трубопроводов, нагружаемых внешним давлением, составляет не более:

$$P \leq 1,25P_v,$$

где P_v — допускаемое внешнее давление, определяемое в соответствии с нормами расчета на прочность оборудования и трубопроводов.

195. Давление пневматических и пневмогидравлических испытаний P_p при проверке прочности составляет не менее:

$$P_p = K_p P \frac{\sigma^{T_h}}{\sigma^T} \text{ (нижняя граница),}$$

где

$$K_p = \begin{cases} 1,15 & \text{— для оборудования и трубопроводов,} \\ 1 & \text{— для кожухов.} \end{cases}$$

Верхняя граница P_p та же, что и указанная в пункте 193 настоящих Правил.

Для пневматических и пневмогидравлических испытаний давление P_p равно расчетному при испытаниях изготовителем или рабочему после монтажа и в процессе эксплуатации.

196. При проверке плотности давление испытаний составляет не ниже величины рабочего давления и не выше величины расчетного давления.

197. В случае, если испытаниям подвергается система, состоящая из оборудования и трубопроводов, работающих при различных рабочих давлениях и (или) расчетных температурах, или изготовленных из материалов с различными номинальными допускаемыми напряжениями при расчетной температуре или температуре испытаний, то давление испытаний этой системы составляет не ниже максимального значения из совокупности минимальных давлений для всех элементов системы. При этом давление

испытаний системы не превышает максимальное давление испытаний для любого элемента системы.

ГЛАВА 21

ТЕМПЕРАТУРА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ИСПЫТАНИЙ ДАВЛЕНИЕМ

198. Испытания на прочность при изготовлении или монтаже проводятся при температуре металла оборудования и трубопроводов не ниже 5 °С, если в производственной программе испытаний не указано иное.

199. Допускаемая температура металла при испытаниях давлением в процессе эксплуатации устанавливается эксплуатирующей организацией после согласования с разработчиком проекта АЭС (РУ) на основе данных расчета на прочность, паспортов оборудования и трубопроводов, числа циклов нагружения, зафиксированных при эксплуатации, флюенса нейтронов, результатов испытаний образцов-свидетелей.

200. Допускаемая температура металла при испытаниях давлением оборудования и трубопроводов в составе системы принимается максимальной из значений температуры рабочей среды, указанных в паспортах оборудования и свидетельствах об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов.

201. Испытания во время эксплуатации проводятся при температуре испытательной среды, для которой температура металла оборудования и трубопроводов будет не ниже минимальной допускаемой, определяемой в соответствии с требованиями к прочности материала для АЭС. Во всех случаях температура испытательной среды не ниже 5 °С.

ГЛАВА 22

ПРОВЕДЕНИЕ ИСПЫТАНИЙ ДАВЛЕНИЕМ

202. В процессе гидравлических испытаний допускается колебание давления вследствие изменения температуры жидкости, при этом давление не выходит за нижнюю и верхнюю границы, определенные в пункте 193 настоящих Правил для гидравлических испытаний или пункте 195 настоящих Правил для пневмогидравлических испытаний. Понижение температуры ниже установленной в пунктах 199–201 настоящих Правил не допускается.

Падение давления, вызванное протечками через уплотнения валов насосов в процессе испытаний, не является браковочным признаком и компенсируется подкачкой испытательной среды.

203. Предназначенные для пневматических испытаний клапаны наполнительного трубопровода и СИ давления и температуры выводятся за пределы зоны, в которой находится испытываемое оборудование, в безопасное для персонала место. Во время подъема давления газа в испытываемом оборудовании и трубопроводах, выдержки под давлением и снижения давления до значения, установленного для осмотра, персонал находится в безопасном месте.

204. Время выдержки под давлением при гидравлических испытаниях составляет не менее 10 минут. После выдержки давление снижается до $0,8P_h$ и проводится осмотр оборудования и трубопроводов в доступных местах. При конструктивной невозможности осмотра отдельных участков результаты гидравлического испытания оцениваются по падению давления.

205. Время выдержки под давлением при пневматических и пневмогидравлических испытаниях составляет не менее 30 минут. После выдержки давление снижается и проводится осмотр оборудования и трубопроводов. Осмотр проводится при давлении, значение которого определяется исходя из условий безопасности, но во всех случаях оно не превышает $0,85P_p$.

206. Время выдержки под давлением при испытаниях наливом составляет не менее 24 часов.

ГЛАВА 23

ПРОГРАММЫ ИСПЫТАНИЙ ДАВЛЕНИЕМ

207. Перед проведением испытаний оборудования и (или) деталей и сборочных единиц трубопроводов изготовитель разрабатывает производственную программу испытаний и проводит ее согласование с разработчиком проекта АЭС (РУ).

208. Для проведения испытаний оборудования и трубопроводов после монтажа и в процессе эксплуатации эксплуатирующая организация до начала испытаний разрабатывает и согласовывает с разработчиком проектов АЭС (РУ) комплексную программу испытаний.

209. На основе комплексной программы испытаний эксплуатирующая организация разрабатывает рабочие программы испытаний.

210. Производственная программа испытаний содержит:

- наименование оборудования или сборочных единиц и деталей трубопроводов;
- значения верхней и нижней границы давления и температуры испытаний;
- сведения об испытательных средах и требования к их качеству;
- сведения о методе нагрева испытательной среды (в случае ее нагрева);
- значения допустимых скоростей повышения и понижения давления и температуры;
- сведения об источнике давления и его подключении;
- время выдержки под давлением;
- значение давления, при котором должен проводиться осмотр;
- перечень используемых приборов контроля давления и температуры и сведения о местах их установки;
- допускаемые пределы колебаний давления и температуры в процессе выдержки;
- сведения об установке технологических заглушек;
- перечень организационных мероприятий, включая назначение ответственных за испытания лиц;
- браковочные принципы;
- требования техники безопасности;
- требования к оформлению результатов.

211. Комплексная программа испытаний, кроме сведений, указанных в абзацах третьем–шестнадцатом пункта 210 настоящих Правил, содержит:

- наименование и схему технологической системы (части системы, оборудования, трубопровода);
- требования по обеспечению ядерной и радиационной безопасности.

212. Рабочая программа испытаний, помимо сведений, указанных в пункте 211 настоящих Правил, содержит:

- порядок заполнения оборудования и (или) трубопроводов АЭС испытательной средой и порядок ее дренирования;
- перечень мероприятий по подготовке оборудования и (или) трубопроводов АЭС к испытаниям;
- мероприятия по обеспечению ядерной и радиационной безопасности;
- перечень зон снятия теплоизоляции;
- перечень мероприятий по защите от превышения давления сверх испытательного;
- перечень мест подвода испытательной среды;
- браковочные критерии.

ГЛАВА 24

ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ ДАВЛЕНИЕМ

213. Оборудование и трубопроводы считаются выдержавшими испытания давлением, если в процессе испытаний и при осмотре не обнаружены течи испытательной среды,

остаточные деформации и разрывы металла, а значение давления не выходило за установленные в программе пределы.

При испытаниях оборудования и сборочных единиц (деталей) трубопроводов течи через технологические уплотнения, предназначенные для проведения испытаний, не являются браковочным признаком.

214. Если при испытаниях в процессе изготовления возникла течь в разъемном соединении, то необходимо переуплотнить соединение и провести повторное испытание на прочность.

215. После завершения испытаний давлением составляется протокол, включающий:
наименование испытанной системы (части системы, оборудования, трубопровода, сборочных единиц, деталей);

срок эксплуатации на момент испытания на стадии эксплуатации;

значения расчетного давления и расчетной температуры;

значения давления испытаний и минимальной температуры металла оборудования (трубопровода) при испытаниях;

сведения об испытательной среде;

время выдержки под давлением;

номер рабочей (производственной) программы испытаний;

результаты испытаний.

В паспортах оборудования и трубопровода и в свидетельстве об изготовлении деталей и сборочных единиц трубопроводов делаются записи о результатах испытаний со ссылкой на протокол.

РАЗДЕЛ VII ОСНАЩЕНИЕ АРМАТУРОЙ И СИ

ГЛАВА 25 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

216. Назначение арматуры, количество и места установки определяются разработчиком проекта АЭС (РУ).

217. Арматура групп А, В и С должна соответствовать требованиям настоящих Правил, а также норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводной арматуры, применяемой на объектах использования атомной энергии», утвержденных постановлением, утвердившим настоящие Правила.

218. Участки трубопроводов и оборудование, которые могут быть отключены для осмотра и ремонта, а также трубопроводы низкого давления, подключенные к коммуникациям с давлением выше 2,16 МПа, отключаются двумя последовательно расположенными запорными арматурами с дренажем между ними.

Напорные трубопроводы систем безопасности АЭС, присоединенные к главному циркуляционному контуру (или к контуру многократной принудительной циркуляции), отключаются от него двумя последовательно установленными обратными клапанами и запорной арматурой. Между запорной арматурой и первым по ходу среды обратным клапаном устанавливается дренажное устройство, пропускная способность которого превышает проектную протечку обратного клапана не менее чем в 10 раз.

При выполнении ремонтных работ в процессе эксплуатации блока на мощности запорная арматура 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 СИ.

219. Участки трубопроводов и оборудование, подключенные к коммуникациям более высокого давления, если давление в них не превышает 2,16 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.

220. При отключении для ремонта или осмотра запорной арматуры, указанной в пунктах 218 и 219 настоящих Правил, предусматриваются и выполняются следующие технические и организационные меры, исключающие изменение состояния запорной арматуры при ошибочных действиях персонала:

запорная арматура должна быть закрыта и перемещение ее подвижных частей должно исключаться механическим способом, а маховики либо сняты, либо заперты замком;

вентили на линии дренажа открыты;

схемы электрического силового питания и схемы управления разобраны;

шкафы питания закрыты и опечатаны;

сделаны записи в оперативных журналах.

ГЛАВА 26

ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

221. Оборудование и трубопроводы, давление в которых может превышать рабочее, оснащаются предохранительными устройствами, к которым относятся мембраны прямого или принудительного действия и предохранительная арматура (предохранительные и импульсные клапаны).

222. Количество предохранительных устройств, их пропускная способность, давление открытия и давление закрытия определяются разработчиками проектов АЭС (РУ) исходя из того, что давление в защищаемом оборудовании и трубопроводах с рабочим давлением более 0,3 МПа не превышает рабочее на 15 % при срабатывании этих устройств.

В оборудовании и трубопроводах с рабочим давлением не более 0,3 МПа давление превышает не более чем на 0,05 МПа.

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

Диаметр условного прохода предохранительной арматуры составляет не менее 15 мм.

223. Количество предохранительных клапанов и предохранительных мембран с принудительным разрывом, защищающих оборудование и трубопроводы групп А и В, увеличивается не менее чем на единицу от их числа, определенного в соответствии с требованиями пункта 222 настоящих Правил.

224. Если предохранительное устройство защищает несколько единиц оборудования, то оно выбирается и настраивается исходя из наименьшего рабочего давления для этих единиц оборудования.

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

226. В предохранительных устройствах предусматривается возможность их блокировки при проведении испытаний давлением оборудования и трубопроводов.

После проведения испытаний предохранительные устройства приводятся в рабочее состояние, о чем делаются записи в оперативных журналах.

227. На напорных трубопроводах между запорной арматурой и насосом объемного действия, в котором отсутствует предохранительный клапан, устанавливается предохранительный клапан.

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

229. Допускается применение импульсных предохранительных устройств (далее – ИПУ) с двумя настроенными на разные давления открытия и закрытия предохранительными клапанами, при этом разница между их давлениями открытия устанавливается разработчиком проекта АЭС (РУ).

230. Допускается установка запорной арматуры перед импульсными клапанами ИПУ и после этих клапанов, 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.

231. Исключается возможность несанкционированного изменения настройки пружины и других элементов регулировки предохранительной арматуры. Пружины предохранительной арматуры защищаются от прямого воздействия среды и перегрева.

232. Не допускается применение предохранительной арматуры с грузовым рычажным приводом.

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

234. Оборудование и трубопроводы группы С допускается оснащать предохранительными мембранами, разрушающимися при повышении давления в защищаемом оборудовании на 25 % от рабочего давления среды. Допускается установка предохранительных мембран перед предохранительным клапаном, если между ними будет помещено устройство, исключающее попадание частей мембраны в предохранительный клапан. Работоспособность предохранительного клапана в сочетании с предохранительной мембраной подтверждается испытанием.

Площадь проходного сечения предохранительной мембраны составляет не меньше площади сечения входного патрубка предохранительной арматуры. Место установки и маркировка мембраны доступны для визуального осмотра.

235. Оборудование, находящееся под давлением меньшим, чем давление питающего его источника, имеет на подводящем трубопроводе автоматическое редуцирующее устройство со СИ 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 СИ давления и предохранительной арматурой, расположенными на одной магистрали до первого ответвления. Если поддержание постоянного давления за редуцирующим устройством по технологическим причинам невозможно или не требуется, на трубопроводах от питающего источника допускается устанавливать нерегулируемые редуцирующие устройства.

На трубопроводах конденсата греющего пара, соединяющих регенеративные подогреватели турбоустановок, вместо редуцирующих устройств допускается установка клапанов, регулирующих уровень конденсата.

236. 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.

237. 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.

238. 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.

239. Отводящие трубопроводы, не имеющие естественных уклонов, снабжаются дренажным устройством. Внутренний диаметр отводящего трубопровода составляет не менее внутреннего диаметра выходного патрубка предохранительного клапана. Среда, выходящая из предохранительных и дренажных устройств, отводится в предусмотренное проектом место с соблюдением требований по обеспечению пожарной безопасности.

240. 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, осуществляющей конструирование аналогичной арматуры, но не реже периодичности планово-предупредительных ремонтов блока АЭС.

Если в ходе проверки выявляются дефекты или отказы срабатывания предохранительной арматуры, то устанавливаются причины возникновения дефектов или отказов, выполняется ремонт и проводится ее повторная проверка.

241. Проверка настройки предохранительной арматуры, включая схемы управления, проводится после монтажа или ремонта, влияющего на настройку, но не реже проверки исправности предохранительной арматуры. Настройка предохранительной арматуры проводится повышением давления в оборудовании (или трубопроводе) или с помощью специальных приспособлений, или испытанием на специальном стенде. После настройки предохранительной арматуры на срабатывание узел настройки пломбируется. Параметры настройки документируются.

242. При невозможности проверки предохранительных клапанов на работающем оборудовании применяются переключающие устройства, устанавливаемые перед клапанами и отключающие их для проверки. При любом положении переключающих устройств обеспечивается соединение оборудования и трубопроводов с необходимыми для их защиты предохранительными клапанами.

Во всех остальных случаях предусматривается проверка исправности предохранительных клапанов и импульсных клапанов ИПУ на работающем оборудовании.

ГЛАВА 27 ОСНАЩЕНИЕ СИ

243. Оборудование и трубопроводы оснащаются СИ для измерения давления, температуры, расхода, уровня рабочей среды, химического состава теплоносителя и контроля перемещений, а также устройствами для отбора среды.

СИ должны выполнять свои функции в установленном проектом АЭС объеме с учетом возможных механических, термических, химических и прочих воздействий, что обосновывается принятыми конструкторскими решениями и подтверждается испытаниями оборудования (его составных частей – для оборудования, собираемого на месте эксплуатации).

Параметры и способы контроля, места установки датчиков и устройств для отбора рабочей среды определяются разработчиком и указываются в конструкторской и (или) проектной документации.

СИ должны обеспечивать возможность визуального отображения значений выставленных уставок и индикации их срабатывания.

244. На парогенераторах, компенсаторах давления, барабан-сепараторах, деаэраторах устанавливается не менее трех независимых измерителей уровня рабочей среды и предусмотрены звуковая и световая сигнализации верхнего и нижнего допустимых уровней.

245. На оборудовании и трубопроводах, эксплуатирующихся при температуре более 150 °С, для которых конструкторской документацией регламентирована скорость изменения температуры, предусматриваются измерение и фиксация изменения

температуры теплоносителя и (или) металла стенки. Места измерения температуры указываются в конструкторской и (или) проектной документации.

246. Измерительные каналы контрольно-измерительных систем обеспечивают возможность их государственной поверки с установленной периодичностью в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений в лабораторных условиях и (или) по месту установки.

247. Точность измерения контролируемых параметров устанавливается разработчиками проектов АЭС (РУ) и указывается в конструкторской и (или) проектной документации.

РАЗДЕЛ VIII ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ И РЕГИСТРАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 28 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ

248. Техническое освидетельствование проводится после неразрушающего предэксплуатационного или эксплуатационного контроля.

Неразрушающему контролю подлежат:

корпуса водо-водяных энергетических реакторов – сварные соединения и антикоррозионные наплавки на цилиндрических поверхностях обечаяек и патрубков, галтелях патрубков, поверхностях крышек и днищ, сварные соединения приварки деталей корпуса и крышки, в том числе к антикоррозионной наплавке, сварные соединения приварки патрубков, уплотнительные поверхности фланцевых разъемов, основной металл в зонах концентрации напряжений и зонах, расположенных напротив активной зоны, сварные соединения, антикоррозионные наплавки и радиусные переходы патрубков присоединения трубопроводов, уплотнительные поверхности разъемных соединений патрубков крышки с трубопроводами, сварные соединения опор, шпильки, шайбы, гайки и резьбовые отверстия, нажимные кольца;

оборудование, отнесенное к классу безопасности 1 (кроме указанного в части третьей настоящего пункта), внутрикорпусные устройства водо-водяных энергетических реакторов, оборудование, отнесенное к классу безопасности 2, – сварные соединения корпусов и основной металл в зонах концентрации напряжений, сварные соединения приварки патрубков к корпусу и крышке, сварные соединения коллекторов или трубных досок парогенераторов, переключки между отверстиями в металле коллекторов, внутренние поверхности корпусов в зоне пар-вода, радиусные переходы патрубков, уплотнительные поверхности фланцевых разъемов оборудования, сварные соединения присоединения опор, болты, шпильки, шайбы, гайки и резьбовые отверстия;

трубопроводы, отнесенные к классам безопасности 1 и 2, – сварные соединения, антикоррозионные наплавки, сварные соединения тройников, переходов, опор, патрубков, штуцеров и труб в местах отводов.

Необходимость контроля при эксплуатации других элементов АЭС, не перечисленных в части второй настоящего пункта, отнесенных к классам безопасности 1 и 2, и оборудования, трубопроводов и других элементов АЭС, отнесенных к классу безопасности 3, устанавливается эксплуатирующей организацией по согласованию с разработчиками проекта АЭС и проекта РУ, для оборудования и трубопроводов, не перечисленных в абзацах третьем и четвертом части второй настоящего пункта, техническое освидетельствование проводится не реже одного раза в десять лет.

249. Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов проводится комиссией, назначенной руководителем эксплуатирующей организации (далее – комиссия по техническому освидетельствованию).

В состав комиссии по техническому освидетельствованию включаются:

работник эксплуатирующей организации, назначенный для осуществления внутреннего контроля за техническим состоянием и эксплуатацией трубопроводов (далее – лицо по внутреннему контролю);

лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования или трубопровода;

другие работники эксплуатирующей организации, а также работники специализированной организации, монтажной организации, выполнявшей работы, и других организаций (при необходимости).

250. Техническое освидетельствование работающих под избыточным давлением оборудования и трубопроводов, не подпадающих под требования пунктов 6–8 настоящих Правил в части присвоения группы, но отнесенных разработчиком проекта АЭС или РУ к классу безопасности 3, проводится в соответствии с требованиями настоящих Правил, если иное не предусмотрено конструкторской документацией или эксплуатационной документацией изготовителя.

251. В целях обеспечения содержания трубопроводов и оборудования в исправном состоянии и обеспечения безопасных условий их работы руководитель эксплуатирующей организации обязан:

назначить локальным правовым актом из числа специалистов лицо (лиц) по внутреннему контролю;

определить число лиц по внутреннему контролю, исходя из расчета времени, необходимого для своевременного и качественного выполнения обязанностей, возложенных на указанных лиц должностной инструкцией;

назначить локальным правовым актом из числа инженерно-технических работников, лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования или трубопровода.

252. Техническое освидетельствование подразделяется на первичное, периодическое и внеочередное:

252.1. первичное техническое освидетельствование проводится:

после проведения неразрушающего предэксплуатационного контроля металла и сварных соединений оборудования и трубопроводов до начала пусконаладочных работ;

при проведении пусконаладочных работ при указании в конструкторской и (или) проектной документации минимальной температуры металла при проведении гидравлических испытаний, достижение которой реализуемо на этапе холодно-горячей обкатки;

после ремонта, замены или модернизации оборудования;

после выполнения сварочных работ;

252.2. периодическое техническое освидетельствование проводится при эксплуатации с той же периодичностью, что и оценка соответствия металла оборудования, трубопроводов и иных элементов АЭС в форме неразрушающего и разрушающего контроля в объемах и периодичностью, установленной типовой программой эксплуатационного контроля.

Отсрочка проведения очередного технического освидетельствования оборудования и трубопроводов допускается до 12 месяцев с учетом графика планово-предупредительных ремонтов АЭС;

252.3. внеочередное техническое освидетельствование проводится:

после динамических воздействий техногенного или природного происхождения, интенсивность которых соответствует проектным значениям или превышает их;

при нарушении условий и пределов безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов, а также при отказах оборудования;

при выполнении ремонтных работ с применением сварки.

253. Техническое освидетельствование включает:

проверку документации;

осмотр оборудования и трубопроводов;
испытания давлением;
оформление результатов.

254. Места, недоступные для осмотра по условиям радиационной обстановки и по другим причинам, определяются эксплуатирующей организацией и разработчиком проекта АЭС (РУ).

Эксплуатирующей организацией составляется перечень оборудования и участков трубопроводов АЭС, которые недоступны для осмотров по конструкционным особенностям или по условиям радиационной обстановки, данный перечень направляется в Департамент по ядерной и радиационной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям (далее – Госатомнадзор). В каждом конкретном случае для такого оборудования и трубопроводов эксплуатирующей организацией разрабатывается инструкция по проведению технического освидетельствования.

255. При проверке документации эксплуатирующей организацией:
проверяются паспорта оборудования и трубопроводов и прилагаемые к ним документы;

анализируется документация, содержащая результаты предэксплуатационного контроля состояния металла;

анализируется документация, содержащая результаты предыдущих эксплуатационных контролей состояния металла.

256. Осмотр оборудования, трубопроводов и иных элементов АЭС включает в себя:
внешний и внутренний осмотр оборудования, включая опоры, в доступных местах;
внешний осмотр трубопроводов, включая опоры и подвески, в доступных местах;
проверку состояния крепежных изделий и разъемных соединений оборудования и трубопроводов.

выявление следов протечек теплоносителя, а также поверхностных дефектов, включая механические, коррозионные повреждения и эрозионные размывы, в целях подтверждения их отсутствия, а также оценка готовности оборудования и трубопроводов к проведению пусконаладочных работ и дальнейшей эксплуатации в соответствии с установленными параметрами рабочей среды.

257. Перед техническим освидетельствованием оборудование освобождается от заполняющей его рабочей среды.

258. Оборудование и трубопроводы, находящиеся в контакте с радиоактивными средами, дезактивируются до начала технического освидетельствования.

259. Результаты технического освидетельствования отражаются в акте технического освидетельствования с приложением к нему протоколов испытаний давлением.

На основании указанного в части первой настоящего пункта акта эксплуатирующей организацией принимается решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации и сроке очередного технического освидетельствования, а в паспорт оборудования (или трубопровода) вносятся соответствующие записи.

ГЛАВА 29

РЕГИСТРАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТИРУЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

260. После первичного технического освидетельствования эксплуатирующая организация осуществляет регистрацию оборудования и трубопроводов.

261. Регистрации подлежит продукция изготовителя, применяемая на АЭС в качестве элементов АЭС, отнесенных в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Общие положения обеспечения безопасности атомных электростанций», утвержденными постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 13 апреля 2020 г. № 15, к классам

безопасности 1, 2 и 3, за исключением ядерных материалов и отработавшего ядерного топлива.

262. Регистрация оборудования и трубопроводов проводится комиссией по их регистрации в составе не менее 5 человек, в который входят представители эксплуатирующей организации. Состав комиссии утверждается локальным правовым актом эксплуатирующей организации.

263. Номенклатура оборудования и трубопроводов, подлежащих регистрации, а также границы их регистрации определяются перечнями такого оборудования и трубопроводов, утвержденными руководителем АЭС совместно с разработчиком, до проведения первичного технического освидетельствования оборудования и трубопроводов.

264. При определении границ регистрации оборудования и трубопроводов соблюдаются следующие требования:

границами регистрации оборудования являются входные или выходные патрубки и штуцера, сварное соединение трубопровода с патрубком или штуцером оборудования относится к трубопроводу;

совместно с оборудованием допускается регистрировать участки трубопровода, не отключаемые от оборудования запорной арматурой;

допускается регистрировать отдельно узлы реактора АЭС, колонки и баки деаэраторов при наличии на них отдельных паспортов и другого оборудования, составные части которого имеют отдельные паспорта;

арматура, показывающие и предохранительные устройства, устройства и приборы безопасности, установленные на оборудовании, подлежат регистрации в составе оборудования;

установленные на трубопроводе арматура, показывающие и предохранительные устройства, устройства и приборы безопасности регистрируются в составе трубопровода;

участки трубопроводов низкого давления после редуцирующих устройств вместе с предохранительными устройствами и первой по ходу среды запорной арматурой регистрируются совместно с трубопроводами высокого давления;

сбросные трубопроводы от предохранительных и редуцирующих устройств не регистрируются, если сброс среды производится в атмосферу или в емкость, находящуюся под действием атмосферного давления или вакуумом;

границами насоса служат входные и выходные патрубки;

главные паропроводы регистрируются до их сварного соединения с патрубком корпуса стопорного клапана турбины;

если на трубопроводе отбора пара от турбины до оборудования отсутствует запорная арматура, то границей регистрации служит обратный клапан, а при его отсутствии – сварное соединение трубопровода с патрубком или штуцером оборудования.

265. Регистрация оборудования и трубопроводов проводится после их первичного технического освидетельствования и до начала выполнения пусконаладочных работ.

266. Для регистрации оборудования комиссия по его регистрации рассматривает следующие документы:

письменное заявление;

паспорта оборудования со всеми приложениями;

исполнительную схему включения оборудования с указанием рабочей среды, источников давления и их параметров (максимальное создаваемое давление и расход), арматуры, предохранительных устройств и СИ, мест установки (отборов) на СИ, спускных, вварных расходомерных, продувочных и дренажных устройств;

акт, удостоверяющий, что монтаж и установка оборудования выполнены в соответствии с проектом и требованиями настоящих Правил и оборудование находится в исправном состоянии, утвержденный главным инженером АЭС и руководителем

монтажной организации с приложением чертежа, на котором указываются фактические данные по установке оборудования, опор, ограничителей перемещения, амортизаторов;

акт технического освидетельствования оборудования;

результаты оценки соответствия оборудования, относящегося к продукции, регистрируемой на основании документации, указанной в абзацах втором и пятом настоящего пункта, и импортного оборудования требованиям настоящих Правил и законодательства об оценке соответствия, касающихся обязательного подтверждения соответствия.

267. Для регистрации трубопровода комиссия по его регистрации рассматривает:

письменное заявление;

паспорт трубопровода со всеми приложениями;

исполнительную пространственную схему трубопровода с указанием параметров рабочей среды, диаметров и толщин стенок труб, расположения компенсаторов, коллекторов, арматуры, СИ и предохранительных устройств, сужающих устройств, опор, подвесок, ограничителей перемещений, реперов ползучести, всех сварных соединений с указанием их номеров, фактических уклонов трубопровода;

акт, удостоверяющий, что монтаж трубопровода выполнен в соответствии с проектом, требованиями настоящих Правил и трубопровод находится в исправном состоянии, утвержденный главным инженером АЭС и руководителем монтажной организации;

свидетельство о монтаже трубопровода.

268. По запросу комиссии по регистрации оборудования и трубопроводов эксплуатирующая организация (владелец оборудования или трубопровода) обязана представить, помимо документов, указанных в пунктах 266 и 267 настоящих Правил, акты входного контроля, программы и протоколы испытаний, конструкторскую документацию, свидетельства (удостоверения) о присвоении квалификации сварщика, сертификаты компетентности специалистов по контролю (дефектоскопии), удостоверения термистов, заключения по результатам неразрушающего и разрушающего контроля, информацию о примененных при монтаже сварочных и наплавочных материалах.

269. При рассмотрении документов комиссией по регистрации оборудования и трубопроводов проверяется:

оформление и заполнение паспортов оборудования или трубопроводов, в том числе наличие заполненных граф по проведению технического освидетельствования, включая гидравлические (пневматические) испытания давлением, сведений о лице, ответственном за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов, подписей, печатей и дат;

оформление и заполнение свидетельства о монтаже трубопровода, о монтаже (доизготовлении) оборудования;

оформление и заполнение паспорта трубопровода, в том числе наличие подписей представителей монтажной организации, подрядчика и заказчика, соответствие паспорта требованиям проекта АЭС в части трассировки трубопровода, наличия и расположения арматуры, предохранительных, СИ и дренажных устройств, расположения опор и подвесок, компенсаторов температурных перемещений, количества и типа сварных соединений, маркировки, вида сварки, форм и геометрических размеров блоков трубопроводов, марок примененных основных и сварочных материалов;

оформление и заполнение паспортов оборудования, в том числе наличие подписей представителей монтажной организации, подрядчика и заказчика, соответствие паспортов требованиям проекта в части наличия и расположения арматуры, предохранительных устройств и СИ, спускных, продувочных и дренажных устройств, вида сварки, количества и типа сварных соединений, марок примененных основных и сварочных материалов;

соответствие исполнительной пространственной схемы трубопровода и исполнительной схемы включения оборудования требованиям проекта и сведениям паспортов;

соответствие границ регистрации трубопровода на исполнительной пространственной схеме границам, указанным в перечне регистрируемого оборудования и трубопроводов, и границам регистрации, приведенным в паспорте трубопровода, а также соответствие границ регистрации оборудования границам, указанным в перечне регистрируемого оборудования и трубопроводов;

соответствие объема контроля сварных соединений, указанного в проекте, выполненному объему контроля, приведенному в свидетельстве о монтаже, и требованиям норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля»;

наличие положительного акта входного контроля на оборудование, детали и сборочные единицы трубопровода, представленного на регистрацию, на арматуру, на показывающие и предохранительные устройства, устройства и приборы безопасности, примененные в составе оборудования и трубопровода, а также наличие положительных результатов проведения предшествующих оценок соответствия указанной продукции и ее основных компонентов требованиям настоящих Правил;

соответствие сведений, изложенных в протоколе гидравлических (пневматических) испытаний, требованиям комплексной и рабочей программы испытаний, а также требованиям проекта в части параметров и контура гидравлических (пневматических) испытаний;

соответствие исходных данных, принятых в расчете на прочность оборудования и трубопровода, рабочим параметрам оборудования и трубопровода, наличие положительного вывода по результатам расчета.

270. При подтверждении по результатам рассмотрения документов соответствия оборудования или трубопровода АЭС установленным к ним требованиям комиссией по регистрации оборудования и трубопроводов проводится проверка завершенности монтажа и их фактического состояния по их месту нахождения:

соответствие выполненных монтажных работ исполнительной схеме включения оборудования, исполнительной пространственной схеме трубопровода, наличие личного клейма сварщика на сварных соединениях, маркировок, обозначений и табличек, позволяющих идентифицировать оборудование и трубопровод;

завершенность монтажа предусмотренных проектом уровнемеров, опор, подвесок, площадок и лестниц для технического обслуживания, ограничителей, реперов и компенсаторов перемещений, демпферов, арматуры, укомплектованной приводами, датчиками положений и концевыми выключателями, предохранительных устройств и СИ, приборов безопасности, спускных, продувочных и дренажных устройств;

наличие инструкций по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту, наличие персонала, прошедшего обучение и допущенного к выполнению работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту оборудования или трубопровода АЭС;

назначение руководителем АЭС ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования и трубопроводов АЭС из числа инженерно-технических работников АЭС, лиц по внутреннему контролю – из числа специалистов.

271. На основании результатов рассмотрения документов, представленных на регистрацию, и проверки завершенности монтажа оборудования или трубопровода АЭС комиссией по регистрации оборудования и трубопроводов принимается решение о регистрации (отказе в регистрации) оборудования или трубопровода АЭС, утверждаемое главным инженером АЭС.

272. Регистрация оборудования или трубопровода АЭС проводится на период их назначенных сроков службы.

273. Оборудование и трубопроводы подлежат перерегистрации при продлении их срока службы, в случае если обосновано и подтверждено наличие у них остаточного ресурса, а также после проведения их капитального ремонта и модернизации.

274. Утвержденному решению о регистрации оборудования или трубопровода АЭС присваивается номер, соответствующий порядковому номеру в журнале регистрации оборудования или трубопроводов, а сведения о регистрации вносятся в паспорта оборудования или трубопроводов АЭС должностным лицом, назначенным руководителем АЭС. Форма журнала регистрации оборудования или трубопроводов и порядок его ведения устанавливаются эксплуатирующей организацией.

275. Эксплуатирующей организацией ведется реестр зарегистрированных оборудования и трубопроводов (далее – реестр), содержащий следующие сведения: номер оборудования или трубопроводов АЭС в соответствии с номенклатурой, наименование и обозначение оборудования или трубопровода АЭС и системы АЭС, к которой относится оборудование или трубопровод, класс безопасности, группу безопасности, дату изготовления, дату ввода в эксплуатацию, назначенный срок службы, назначенный ресурс, дата первичного технического освидетельствования, периодичность проведения технического освидетельствования, доступность для наружного (внутреннего) осмотра, даты проведения статических и динамических испытаний и иные сведения по решению администрации АЭС.

276. Руководитель эксплуатирующей организации обеспечивает Госатомнадзору доступ к реестру.

277. Оборудование и трубопроводы подлежат снятию с регистрации: при выработке назначенного ресурса, демонтаже и выводе из эксплуатации; в случае выявления при осуществлении плановых и внеплановых проверок Госатомнадзора нарушений требований настоящих Правил, а также недостоверной информации, сведений и справок, на основании которых принято решение о регистрации.

278. Эксплуатация незарегистрированных оборудования и трубопроводов, подлежащих регистрации, не допускается.

279. Процедуры регистрации, перерегистрации и снятия с регистрации оборудования и трубопроводов, порядок ведения реестра устанавливаются руководителем эксплуатирующей организацией в соответствии с положениями настоящих Правил.

РАЗДЕЛ IX ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ

ГЛАВА 30 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

280. Эксплуатирующая организация на основании конструкторской и (или) проектной документации, инструкций по монтажу и инструкций по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту оборудования и трубопроводов до начала пусконаладочных работ обеспечивает разработку и выполнение инструкций по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту.

281. Инструкция по эксплуатации оборудования или трубопровода АЭС (системы) содержит:

- краткое описание;
- описание режимов работы;
- технологические ограничения и меры по обеспечению безопасности;
- порядок подготовки к пуску, порядок пуска, останова, технического обслуживания и ремонта;

порядок действий персонала при нарушениях в работе трубопровода (системы) и отказах оборудования;

подготовленный с участием разработчика проекта АЭС (РУ) перечень ситуаций, когда оборудование и трубопроводы отключаются.

282. В целях обеспечения содержания оборудования и трубопроводов в исправном состоянии и обеспечения безопасных условий их работы руководитель эксплуатирующей организации обязан:

назначить локальным правовым актом из числа специалистов лицо (лиц) по текущему контролю;

определить число лиц по текущему контролю, исходя из расчета времени, необходимого для своевременного и качественного выполнения обязанностей, возложенных на указанных лиц должностной инструкцией;

назначить локальным правовым актом из числа инженерно-технических работников, лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования или трубопровода.

283. Оборудование и трубопроводы отключаются в следующих ситуациях:

при обнаружении протечек рабочей среды сверх установленных проектом значений: из первого контура во второй либо через уплотнительные и разъемные соединения оборудования и трубопроводов;

при разрушении опор и подвесок;

при превышении в необслуживаемых помещениях установленных в проекте значений давления, температуры, влажности или мощности поглощенной дозы;

при неисправностях или выходе из строя предохранительных устройств;

при появлении шумов, вибраций и ударов, нехарактерных для нормальной эксплуатации;

при повышении давления сверх рабочего более чем на 15 % и дальнейшем его повышении несмотря на соблюдение всех требований, указанных в инструкциях по эксплуатации;

при неисправности СИ для измерения давления или уровня рабочей среды при отсутствии необходимого количества дублирующих СИ;

при обнаружении трещин или свищей в металле оборудования и трубопроводов.

284. Начиная с этапов пусконаладочных работ, эксплуатирующая организация организывает учет числа циклов нагружения оборудования и трубопроводов, флюенса нейтронов и температуры облучения, времени работы на мощности и ресурсных характеристик.

285. Контроль состояния металла оборудования и трубопроводов при эксплуатации проводится для:

оборудования и трубопроводов, работающих под избыточным или вакуумметрическим давлением;

опор и подвесок, крепежных деталей оборудования и трубопроводов;

внутрикорпусных устройств реакторов АЭС типа водо-водяных энергетических реакторов;

металлоконструкций бассейнов выдержки, бассейнов перегрузки и хранения отработавшего ядерного топлива.

286. Разъемные соединения оборудования и трубопроводов уплотняются в соответствии с инструкцией по эксплуатации оборудования АЭС с применением специального инструмента. Величины затяжки шпилек с контролируемой вытяжкой указываются в инструкции по эксплуатации оборудования АЭС.

287. Перед подъемом давления в системах высокого давления от них отключаются оборудование и трубопроводы низкого давления и вспомогательных систем. В инструкциях по эксплуатации оборудования предусматриваются меры, исключаящие ошибочное подключение систем низкого давления к системам высокого давления.

288. Запрещается проведение различного рода исследований и экспериментов на действующем оборудовании и трубопроводах без обоснования безопасности АЭС.

289. Управление ресурсом оборудования и трубопроводов осуществляется в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Безопасность атомных электростанций. Требования к программе по управлению старением атомных электростанций», утвержденными постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 6 декабря 2018 г. № 61.

290. На остановленном водо-водяном энергетическом реакторе с уплотненным первым контуром предохранительные устройства компенсатора давления находятся в рабочем состоянии, за исключением проведения испытаний давлением.

291. Показатели водно-химического режима АЭС находятся в пределах норм, согласованных с разработчиком проекта АЭС (РУ).

292. При проведении работ, связанных с разуплотнением оборудования и трубопроводов, содержащих радиоактивные жидкости, газы или аэрозоли, а также водород и другие газы во взрывоопасных концентрациях, соблюдаются требования законодательства в области обеспечению ядерной и радиационной безопасности.

293. При обнаружении дефектов оборудования (трубопровода) составляется акт обследования дефектного узла, который направляется разработчикам проектов АЭС (РУ), разработчику оборудования (трубопровода) и, в случае принадлежности оборудования (трубопровода) к группам А и В, в Госатомнадзор.

В акте обследования дефектного узла содержатся следующие сведения:

- дата обнаружения дефекта;
- наименование оборудования, трубопровода, другого элемента АЭС, сборочной единицы (детали);
- номер чертежа сборочной единицы (детали), сварного соединения;
- наименование изготовителя (монтажной организации);
- марка металла дефектного узла;
- срок эксплуатации оборудования, трубопровода, другого элемента АЭС, сборочной единицы (детали) на момент обнаружения дефекта;
- признаки, по которым обнаружен дефект;
- условия эксплуатации (среда, рабочее давление, температура, параметры режимов и количество циклов нагружения, проведенных гидравлических испытаний), набранный флюенс нейтронов, время работы РУ и (или) АЭС на мощности, нарушения проектных режимов;
- место расположения, характер, размеры и конфигурация дефекта;
- дополнительные методы контроля, применявшиеся при обследовании;
- результаты испытаний по определению механических характеристик, результаты металлографических исследований, причины повреждения металла;
- случаи повреждения этого или аналогичного узла ранее, в том числе и на других АЭС;
- перечень мероприятий по устранению дефекта и предотвращению подобных повреждений при дальнейшей эксплуатации.

Допускается в акт обследования дефектного узла вносить дополнительные сведения.

Решение о мерах по выявлению и устранению причин возникновения дефектов, по устранению дефектов и о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов принимается эксплуатирующей организацией. Решение о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования и трубопроводов систем, важных для безопасности, принимается эксплуатирующей организацией и направляется в Госатомнадзор.

294. Эксплуатирующая организация обеспечивает сохранность отчетной документации (результаты технического обслуживания, ремонта и эксплуатационного контроля металла) на оборудование и трубопроводы в течение их срока службы.

ГЛАВА 31

ОРГАНИЗАЦИЯ И ПРОВЕДЕНИЕ РЕМОНТОВ

295. На основании инструкций по техническому обслуживанию и ремонту эксплуатирующая организация разрабатывает порядок проведения и устанавливает объем и сроки проведения планово-предупредительных ремонтов оборудования и трубопроводов с учетом результатов пусконаладочных работ и предэксплуатационного контроля.

Объем и сроки проведения планово-предупредительных ремонтов уточняются по результатам эксплуатационного контроля и фактического состояния металла.

296. Ремонтные работы проводятся в соответствии с документацией, регламентирующей содержание и порядок выполнения технологических и контрольных операций, а также с оформлением отчетной документации.

Ремонтные работы с применением сварки проводятся в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Организация и выполнение сварочных работ на объектах использования атомной энергии».

297. Для оборудования и трубопроводов, находящихся под давлением, работы с разъемными соединениями и ремонт не допускаются.

298. При проведении ремонтных работ на оборудовании и трубопроводах принимаются меры, исключающие загрязнение их внутренних полостей или попадание в них посторонних предметов.

299. Техническое обслуживание и ремонт тепломеханического оборудования и трубопроводов выполняется эксплуатирующей организацией с возможностью привлечения других организаций в порядке, установленном эксплуатирующей организацией.

Приложение 1
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
оборудования и трубопроводов
атомных электростанций»

Схемы устройства оборудования и трубопроводов

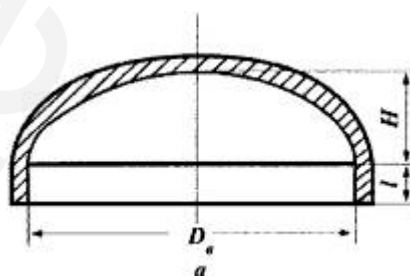


Рисунок 1а. Эллиптическое днище без отверстия

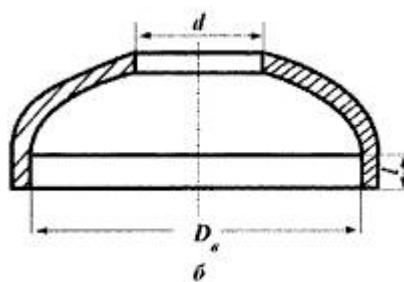


Рисунок 1б. Эллиптическое днище с отверстием

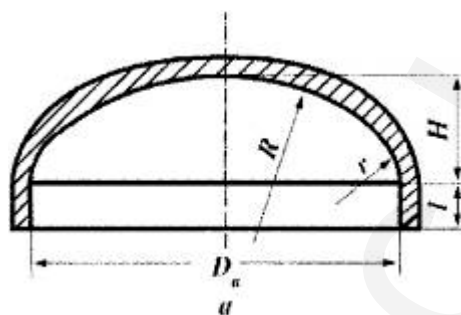


Рисунок 2а. Торосферическое днище без отверстия

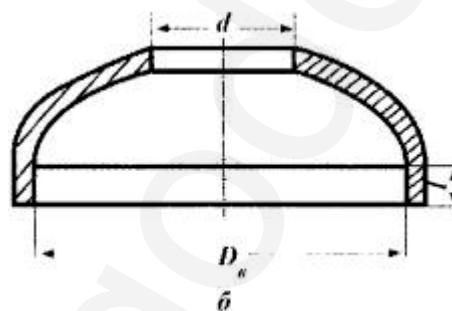


Рисунок 2б. Торосферическое днище с отверстием

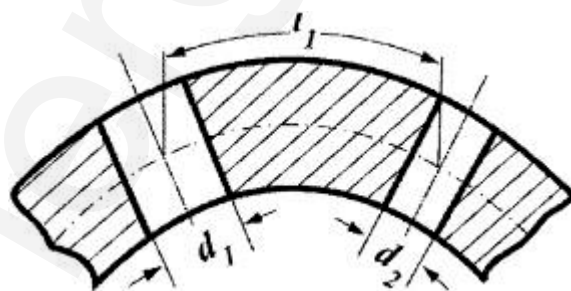


Рисунок 3. Расположение отверстий на криволинейной поверхности

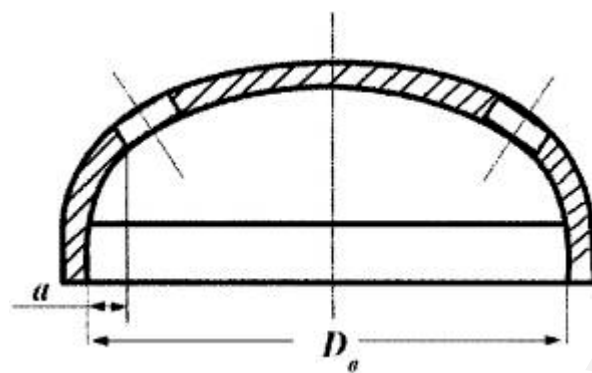


Рисунок 4. Расположение отверстий в днище

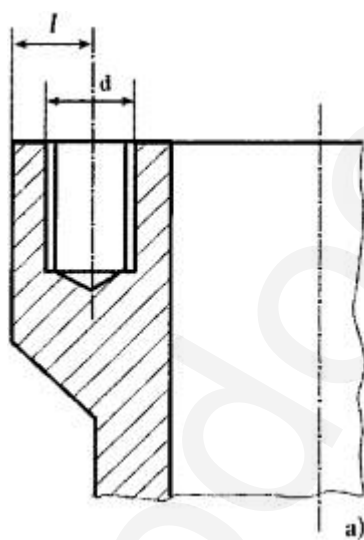


Рисунок 5а. Расположение отверстий под шпильки

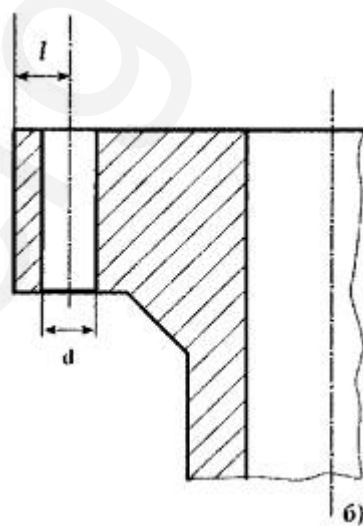


Рисунок 5б. Расположение отверстий под болты

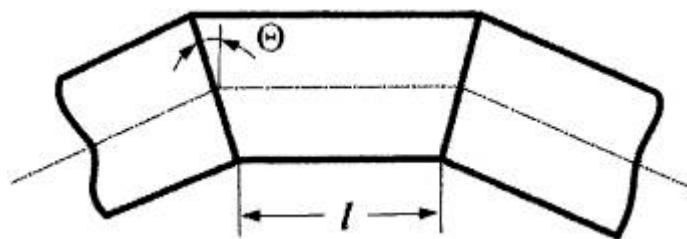


Рисунок 6. Схема секторного отвода

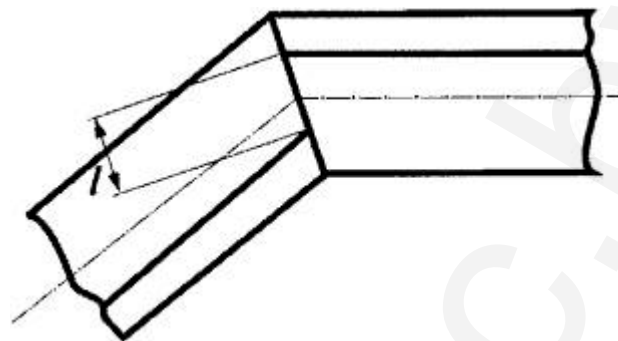


Рисунок 7. Расположение сварных соединений в секторных отводах

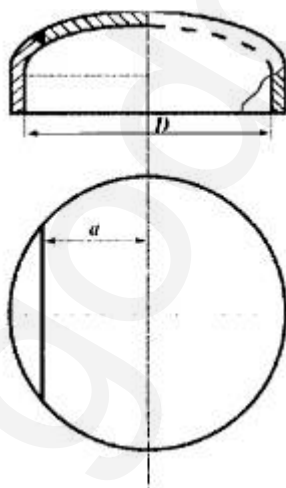


Рисунок 8. Расположение хордовых швов

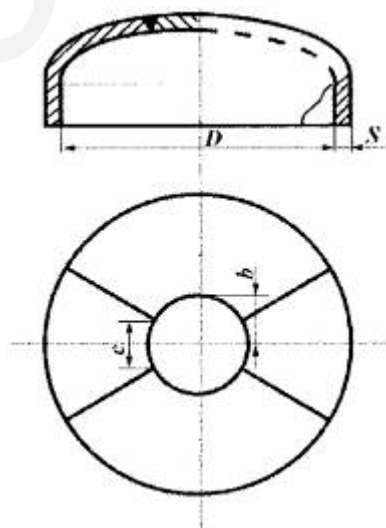


Рисунок 9. Расположение радиальных и круговых швов

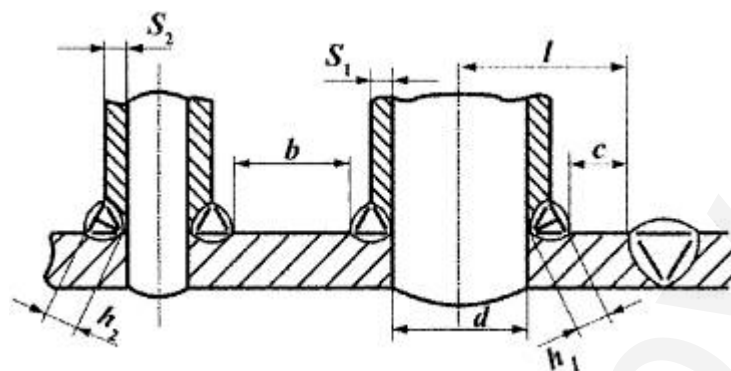


Рисунок 10. Расположение сварных соединений приварки патрубков, где: $c \geq 3h_1$ и $c \geq 3S_1$; $l \geq 0,9d$; $b \geq 3h_2$ и $b \geq 3S_2$; $S_2 > S_1$; $h_2 > h_1$

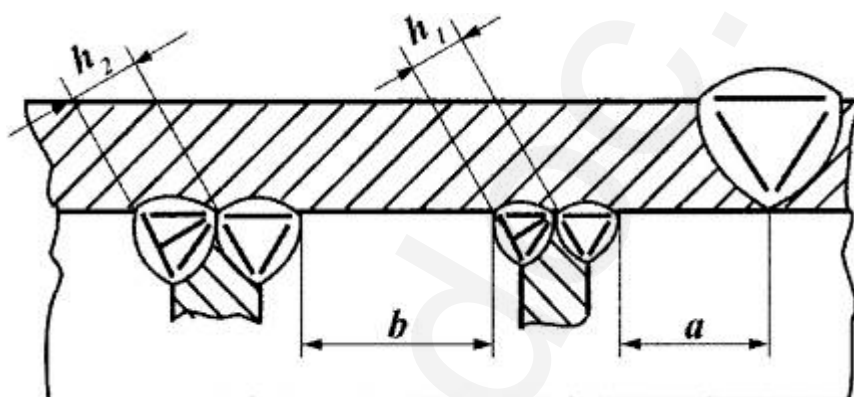


Рисунок 11. Расположение сварных соединений приварки деталей к оборудованию и трубопроводам

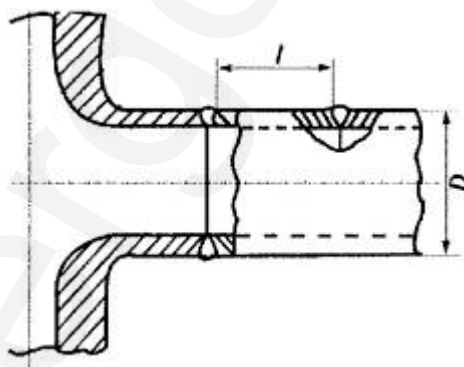


Рисунок 12. Расположение сварных соединений трубопровода с патрубком

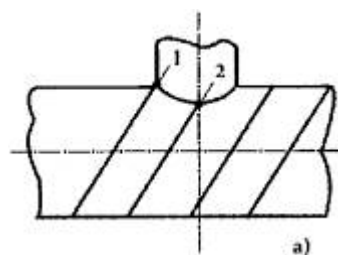


Рисунок 13а. Сварка патрубков (штуцеров) с трубопроводами со спиральными швами: спиральный шов не допускается;
1, 2 – угловые точки пересечения

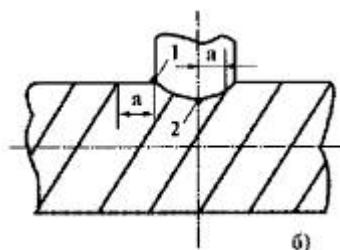


Рисунок 136. Сварка патрубков (штуцеров) с трубопроводами со спиральными швами: спиральный шов допускается;
1, 2 – угловые точки пересечения

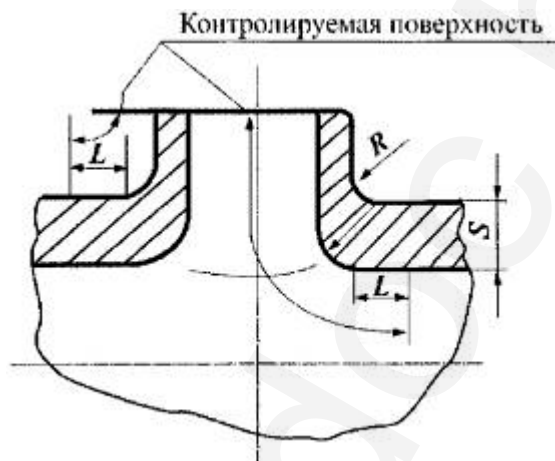


Рисунок 14. Схема высаженной горловины

Приложение 2
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
оборудования и трубопроводов
атомных электростанций»

Таблицы размеров оборудования и трубопроводов

Таблица 1

S, мм	Минимальная высота отбортовки или расточки l, мм (не менее)
$S \leq 5$	$3 S + 5$
$5 < S \leq 10$	$3 S + 10$
$10 < S \leq 20$	$3 S + 15$
$S > 20$	100

Таблица 2

Величина S, мм	Длина свободного прямого участка L, мм
$S \leq 15$	100
$15 < S \leq 30$	$5S + 25$
$30 < S \leq 36$	175
$S > 36$	$4S + 30$

УТВЕРЖДЕНО

Постановление
Министерства
по чрезвычайным ситуациям
Республики Беларусь
30.06.2021 № 45

Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводной арматуры, применяемой для объектов использования атомной энергии»

**РАЗДЕЛ I
ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

**ГЛАВА 1
НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ**

1. Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводной арматуры, применяемой для объектов использования атомной энергии» (далее – Правила) устанавливают основные технические требования к безопасному обращению с радиационными объектами, в том числе к устройству, изготовлению, монтажу и эксплуатации трубопроводной арматуры атомных электростанций (далее – АЭС) с номинальными диаметрами от 10 мм до 2000 мм, находящейся в контакте со средами, согласно приложению 1, при температурах до 550 °С и давлении до 25 МПа.

2. Настоящие Правила распространяются на трубопроводную арматуру и приводные устройства к ней (далее, если не указано иное – арматура) для АЭС, для всех действующих, строящихся и проектируемых АЭС.

Требования настоящих Правил распространяются на арматуру, использующуюся и эксплуатирующуюся на других объектах использования атомной энергии в случае, если характеристики рабочей среды соответствуют данным, согласно приложению 1, а ее давление и температура не превышают значений, указанных в пункте 1 настоящих Правил.

Перечень условных обозначений приведен в приложении 2.

3. Настоящие Правила обязательны для всех юридических лиц, конструирующих, изготавливающих и эксплуатирующих трубопроводную арматуру АЭС.

4. Для целей настоящих Правил используются термины и их определения в значениях, установленных Законом Республики Беларусь от 18 июня 2019 г. № 198-З «О радиационной безопасности», Законом Республики Беларусь от 30 июля 2008 г. № 426-З «Об использовании атомной энергии», а также следующие термины и их определения:

быстродействующая редукирующая установка – установка, состоящая из клапана и дросселирующего устройства и предназначенная для понижения параметров пара перед его сбросом в атмосферу либо оборудование;

вероятность безотказной работы (далее – ВБР) – вероятность того, что в пределах заданной наработки не возникает отказ изделия (объекта);

верхнее уплотнение – уплотнение, дублирующее сальниковое или сильфонное уплотнение, образованное поверхностями, выполненными на шпинделе (штоке) и в крышке, обеспечивающее герметизацию внутренней полости арматуры по отношению к внешней среде при крайнем верхнем положении запирающего элемента;

вибростойкость – способность изделия сохранять прочность, устойчивость, герметичность и работоспособность во время и после вибрационного воздействия;

герметичность (затвора, уплотнения) – способность отдельных элементов и соединений арматуры ограничивать распространение жидких, газообразных веществ и аэрозолей, включая пар;

гермоклапан – клапан запорный, герметический, вентиляционный, с электроприводом, фланцевый;

задвижка – трубопроводная арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент перемещается перпендикулярно оси потока рабочей среды, проходящей через проточную часть. Задвижка используется преимущественно как запорная арматура, то есть запирающий элемент обычно находится в крайних положениях «открыто» или «закрыто»;

запорный орган – часть затвора, как правило, подвижная и связанная с приводным устройством, позволяющая при взаимодействии с седлом осуществлять управление (перекрытие, отключение, распределение, смешивание и иное) потоками (потоков) рабочих сред путем изменения площади проходного сечения;

затвор – совокупность подвижных (золотник, диск, клин, шибер, плунжер и иные) и неподвижных частей запирающего или регулирующего элемента арматуры, изменяющая площадь проходного сечения;

импульсно-предохранительное устройство (далее – ИПУ) – устройство, выполняющее функцию предохранительной арматуры и состоящее из взаимодействующих главного клапана и импульсного клапана (встроенного или выносного);

импульсный клапан (далее – ИК) – предохранительный клапан прямого действия или управляемый, открытие которого приводит к открытию главного клапана в ИПУ;

исполнение арматуры – конструкция конкретного типа трубопроводной арматуры, регламентированная для исполнения в паспорте трубопроводной арматуры;

коэффициент готовности – вероятность того, что изделие (объект) окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых его применение по назначению не предусматривается;

кран – трубопроводная арматура, в которой запорный или регулирующий орган имеет форму тела вращения или части его, который поворачивается вокруг собственной оси, произвольно расположенной к направлению потока рабочей среды;

назначенный ресурс – суммарная наработка арматуры, установленная проектом, при достижении которой ее дальнейшая эксплуатация может быть продолжена только после специального решения, принимаемого на основании проведенного обоснования безопасности эксплуатации, например, после проведения обследования технического состояния (диагностирования);

назначенный срок службы – календарная продолжительность эксплуатации арматуры, установленная проектом, при достижении которой ее дальнейшая эксплуатация может быть продолжена только после специального решения, принимаемого на основании проведенного обоснования безопасности эксплуатации;

номинальный диаметр – внутренний диаметр присоединяемого к трубопроводной арматуре трубопровода, соответствующий ближайшему значению в ряду чисел, принятому в установленном порядке;

обратный клапан – клапан, предназначенный для автоматического предотвращения обратного потока рабочей среды;

основные детали арматуры – детали (кроме прокладок и сальниковых уплотнений), разрушение которых может привести к потере герметичности арматуры по отношению к внешней среде и затвора;

остаточный ресурс – суммарная наработка арматуры от момента контроля ее технического состояния до ее перехода в предельное состояние;

пневмоарматура – арматура, приводимая в действие пневмоприводом;

пневмопривод – привод, использующий энергию сжатого воздуха;

пневмораспределитель – устройство для управления работой пневмопривода;

привод – устройство, предназначенное для перемещения запирающего или регулируемого элемента, а также для создания усилия с целью обеспечения требуемой герметичности затвора. Привод в зависимости от вида потребляемой энергии может быть электрическим (с электродвигателем, электромагнитом, гидравлическим, пневматическим,

а в зависимости от местоположения относительно арматуры может быть встроенным или дистанционным;

проходное сечение – наименьшая из площадей, образованных запирающим (или регулирующим) элементом и седлом;

рабочее давление – наибольшее избыточное давление рабочей среды в трубопроводной арматуре при нормальной эксплуатации, определяемое с учетом гидростатического давления;

расчетное давление – наибольшее избыточное давление рабочей среды в трубопроводной арматуре, используемое при выборе размеров арматуры, определяющих ее прочность, при котором допускается нормальная эксплуатация арматуры при расчетной температуре;

расчетная температура – температура стенки оборудования или трубопровода, равная максимальному среднеарифметическому значению температур на его наружной и внутренней поверхности в одном сечении при нормальных условиях эксплуатации, при которой выбирается величина допускаемого напряжения при расчете основных размеров арматуры;

регулирующий клапан – клапан, предназначенный для регулирования параметров рабочей среды путем изменения площади проходного сечения и управляемый от внешнего источника энергии;

ресурс – суммарная наработка арматуры от начала ее эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в предельное состояние;

сейсмопрочность – свойство изделия сохранять прочность и герметичность во время и после землетрясения;

сейсмостойкость – свойство изделия выполнять заданные функции в соответствии с проектом во время и после землетрясения;

сильфон – тонкостенная (одно- или многослойная) гофрированная трубка или камера;

сильфонный узел (далее – СУ) – сильфон с приваренными концевыми деталями;

срок службы – календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации арматуры или ее возобновления после ремонта до перехода арматуры в предельное состояние;

тип арматуры – классификационная единица, характеризующая функциональные особенности и определяющая конструктивные особенности трубопроводной арматуры;

типовой ряд – группа конструктивно подобных изделий, отличающихся только основными размерами;

арматура – класс устройств, устанавливаемых на трубопроводах и патрубках сосудов, и предназначенных для управления потоками (отключения, распределения, регулирования, сброса, смешивания, фазоразделения) рабочих сред (жидкой, газообразной, газожидкостной, суспензии и иных) путем изменения площади проходного сечения, классифицируемый по назначению, условиям работы (давлению, температуре, виду и составу рабочей среды), характеру взаимодействия запирающего или регулирующего органа с рабочей средой, номинальному диаметру;

эквивалентное напряжение – напряжение питания электрической обмотки, обеспечивающее при температуре 20 °С такой же ток через обмотку, какой может иметь место при повышенной (пониженной) температуре и минимально (максимально) допустимом при этой температуре рабочем напряжении.

РАЗДЕЛ II КОНСТРУИРОВАНИЕ

ГЛАВА 2 КЛАССИФИКАЦИЯ И ГРАНИЦЫ АРМАТУРЫ

5. Различают следующие виды арматуры:

быстродействующая – защитная арматура со временем срабатывания не более 10 секунд;

запорная – арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с классом герметичности, определяемым в соответствии с требованиями пункта 35 настоящих Правил;

запорно-регулирующая – арматура регулирующая, допускающая ее использование в качестве запорной;

запорно-дроссельная – арматура, предназначенная для снижения давления рабочей среды и допускающая ее использование в качестве запорной;

обратная – защитная арматура, предназначенная для автоматического предотвращения обратного потока рабочей среды;

отсечная – запорная защитная арматура с автоматическим управлением;

предохранительная – защитная арматура, предназначенная для автоматической защиты оборудования и трубопроводов от недопустимого превышения давления путем сброса рабочей среды;

регулирующая – арматура, предназначенная для изменения параметров рабочей среды путем изменения ее расхода;

сильфонная (арматура с сильфонным уплотнением) – арматура, в которой для герметизации подвижных деталей (штока, шпинделя) относительно внешней среды используется сильфон.

6. В группу А, относящуюся к классу безопасности 1 в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Общие положения обеспечения безопасности атомных электростанций», утвержденными постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 13 апреля 2020 г. № 15, входит оборудование, трубопроводы и установленная на них арматура, разрушение которых является исходным событием, приводящим к превышению установленных для проектных аварий пределов повреждения тепловыделяющих элементов при проектном функционировании систем безопасности, а также корпусов реакторов всех типов ядерных установок, независимо от последствий их разрушения.

В группу В, относящуюся к классу безопасности 2, входит оборудование, трубопроводы и установленная на них арматура, разрушение которых приводит к неустранимой штатными запорными органами утечке теплоносителя, обеспечивающего охлаждение активной зоны реактора, и (или) требует введения в действие систем безопасности (за исключением оборудования и трубопроводов, относящихся к группе А).

В группу С, относящуюся к классу безопасности 3, входят:

не вошедшие в группу А и В оборудование, трубопроводы и установленная на них арматура, разрушение которых приводит к утечке теплоносителя, обеспечивающего охлаждение активной зоны реактора;

оборудование, трубопроводы и установленная на них арматура, разрушение которых приводит к выходу из строя одной из систем безопасности или одного из ее каналов;

оборудование, трубопроводы и установленная на них арматура, разрушение которых приводит к выходу высоко- и среднеактивных радиоактивных сред.

7. Если какой-либо элемент одновременно содержит признаки разных групп безопасности, то он должен быть отнесен к более высокой группе.

8. Арматура, разделяющая элементы разных групп безопасности, должна быть отнесена к более высокой группе.

9. Классификация арматуры по назначению и условиям эксплуатации устанавливается согласно приложению 3.

10. Обозначение класса арматуры (классификационного обозначения) при заказе арматуры может быть дополнено классификационным обозначением систем и элементов АЭС в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Общие положения обеспечения безопасности атомных электростанций»:

Н – для систем и элементов нормальной эксплуатации;
для систем и элементов безопасности:
Л – локализирующие;
З – защитные;
О – обеспечивающие;
У – управляющие.

Если арматура может применяться в нескольких системах, то все они отражаются в обозначении класса арматуры.

11. Класс арматуры, установленный в техническом задании (далее – ТЗ) разработчиком проекта АЭС и (или) реакторной установки (далее – РУ) согласно приложению 3, указывают в конструкторской документации (далее – КД), технических условиях (далее – ТУ) и эксплуатационных документах на арматуру.

12. Категорию сварных соединений указывают в КД.

13. Границы арматуры, если они не оговорены в ТЗ и ТУ, должны проходить по следующим деталям и устройствам:

- патрубкам с разделкой под сварку;
- контактным зажимам коммутационной коробки для подачи электропитания – для арматуры со встроенным приводом;
- контактным разъемам для подключения внешних средств диагностирования;
- штуцерам для подачи управляющих сред – для пневмо- и гидроприводов;
- входному валу управления арматурой с шарнирной муфтой – для арматуры с дистанционным управлением;
- кромкам под сварку ответных фланцев (ниппелей) – для арматуры с фланцами (штуцерами).

ГЛАВА 3

ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ И ОСНОВНЫМ ТЕХНИЧЕСКИМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ АРМАТУРЫ

14. Арматура должна разрабатываться с учетом рабочих сред из следующего ряда параметров:

расчетное давление P_p , МПа: 0,0035 (абсолютное); 0,1; 0,16; 1,0; 1,6; 2,5; 4,0; 6,0; 8,6; 11,0; 12,0; 14,0; 16,0; 18,0; 20,0; 25,0;

расчетная температура T_p , °С: 150, 200, 250, 275, 300, 350, 400, 450, 500, 550.

Конкретные значения P_p и T_p должны задаваться в ТЗ и указываться в ТУ. При подготовке ТЗ на разработку конкретного типа арматуры необходимо руководствоваться требованиями к ТЗ, указанными в пунктах 15–24 настоящих Правил.

Для задвижек, кранов, клапанов регулирующих, клапанов запорных сильфонных, обратной арматуры значения P_p T_p должны задаваться согласно приложению 4.

15. Содержание ТЗ должно соответствовать нормативным правовым актам, в том числе обязательным для соблюдения техническим нормативным правовым актам, в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности (далее – НПА) и может состоять из следующих разделов:

- «Наименование и область применения»;
- «Основание для разработки»;
- «Цель и назначение разработки»;
- «Источники разработки»;
- «Технические требования»;
- «Экономические показатели»;
- «Стадии и этапы разработки»;
- «Порядок контроля и приемки».

16. В разделе «Наименование и область применения» указывают полное наименование арматуры, ее назначение и область применения.

17. В разделе «Основание для разработки» может быть указан договор, на основании которого разрабатывается ТЗ, а также наименование заказчика разработки и, при необходимости, наименование проектной организации технологической системы АЭС.

18. В разделе «Цель и назначение разработки» указывают цель создания арматуры и возможные аналоги, взамен которых ведется разработка.

19. В разделе «Источники разработки» указывают материалы, которые используются при разработке арматуры (данные патентно-информационного поиска, стандарты, отчеты о научно-исследовательских работах).

20. В разделе «Технические требования» указывают:

20.1. специальные требования, где могут быть приведены:

НПА, которым должны соответствовать разрабатываемые изделия;
возможность поставки разрабатываемых изделий на экспорт и дополнительные требования к изделиям при поставке на экспорт;

20.2. показатели назначения:

вид арматуры (запорная, регулирующая, предохранительная, обратная);

тип арматуры (клапан, кран, задвижка, дисковый затвор);

класс арматуры согласно приложению 3;

системы, в которых устанавливается арматура;

20.3. номенклатура показателей для конкретного вида арматуры, включая технические параметры и характеристики, указанные в приложении 5, в том числе:

рабочая среда (химический состав, концентрация, время нахождения в контакте, наличие твердых частиц, их твердость и процентное содержание);

расчетное давление;

расчетная температура;

перепад давлений в затворе;

гидравлические характеристики;

герметичность затвора;

противодавление (для предохранительной арматуры);

изменение параметров рабочей среды;

время открытия или закрытия;

окружающая среда;

строительная длина;

смещение патрубков;

масса;

20.4. состав продукции и требования к конструктивному устройству, где указываются:

герметизация по штоку (сальфон, сальник, сальфон с дублирующим сальником);

наличие привода и пневмо(гидро)распределителя и требования к ним (при наличии);

наличие указателей положения и требования к ним (при наличии);

наличие блоков конечных выключателей и требования к ним (при наличии);

необходимость местного указателя крайних положений;

необходимость дистанционной сигнализации крайних положений запорного органа;

необходимость формирования сигнала положения затвора для информационно-вычислительной системы;

необходимость замка положения затвора;

наличие и комплектность деталей для присоединения к трубопроводу;

расположение патрубков арматуры;

направление подачи среды;

допустимые утечки среды в затворе и требования к герметичности относительно внешней среды;

необходимость устройств для организованного отвода протечек;

необходимость оснащения арматуры встроенными средствами технического диагностирования;

требования к возможности дезактивации арматуры и электрооборудования, режимы дезактивации;

места и способ крепления к строительным конструкциям;

наличие теплоизоляции на арматуре после установки, изоляционные материалы и их толщина, рекомендации по креплению, изолирующие поверхности;

другие требования к конструкции, в том числе присоединение к трубопроводу, допустимые габариты;

ремонтпригодность;

требования к надежности (показатели надежности, показатели безопасности), перечень возможных отказов и критерии предельных состояний;

требования безопасности;

эстетические и эргономические требования;

требования к составным частям, где указываются требования к комплектующим изделиям (приводы, электрические исполнительные механизмы, электромагнитные приводы (далее – ЭМП), их основные параметры, степени защиты, обеспечиваемые оболочками (далее – IP), требования по взрывозащите, подводящие кабели, необходимость разных вводов силовой цепи и цепи управления), материалам, полуфабрикатам и покупным изделиям;

20.5. условия эксплуатации, требования к техническому обслуживанию и ремонту, где указывают:

возможность накопления дозы за срок службы;

число теплосмен и их характеристика;

число циклов и характеристика изменения давления рабочей среды;

положение на трубопроводе;

нагрузки на патрубки от трубопроводов;

сейсмические воздействия и требования по сохранению изделием своих характеристик во время и после сейсмических воздействий (сейсмостойкость, сейсмопрочность);

вибростойкость;

требования к опрессовкам арматуры в составе оборудования;

гарантийные обязательства изготовителя (поставщика);

требования к комплектности, где указываются комплектность поставки изделия, в том числе запасные части, инструменты и принадлежности (далее – ЗИП), и объем эксплуатационной документации;

требования к маркировке, консервации, упаковке, транспортированию и хранению.

21. В разделе «Экономические показатели» указывают предварительные сведения о цене изделия и о требуемом количестве изделий.

22. В разделе «Стадии и этапы разработки» указывают:

перечень этапов по разработке изделия;

сроки выполнения;

исполнители этапов разработки.

23. В разделе «Порядок контроля и приемки» указывают:

порядок согласования и утверждения документации;

порядок контроля и приемки изделий;

перечень организаций, с которыми согласовываются стадии разработки;

предполагаемые места испытаний опытных образцов.

24. Объем и содержание разделов ТЗ могут быть изменены, отдельные разделы могут быть исключены или объединены по усмотрению разработчика.

25. В ТЗ и ТУ на арматуру могут содержаться требования, дополняющие требования настоящих Правил, согласованные с эксплуатирующей организацией.

26. Арматура должна быть пригодна для эксплуатации при воздействии на нее одной или нескольких рабочих сред согласно приложению 1, и окружающей среды, параметры которой установлены согласно приложению 6. В ТЗ и ТУ должны указываться конкретные рабочие среды.

27. В ТЗ и ТУ на арматуру должны быть указаны режимы изменения параметров рабочей среды.

Арматура второго контура АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами (далее – ВВЭР) должна сохранять свою работоспособность при скоростях разогрева и охлаждения среды до 150 °С/ч (не менее 2000 циклов разогрева и охлаждения), если иное не указано в ТЗ и ТУ.

28. При разработке конструкции проточной части запорной и обратной арматуры должны быть приняты решения, обеспечивающие наименьшие коэффициент сопротивления и уровень шума (без учета шума привода) при полном открытии запорного органа. Коэффициент сопротивления должен быть назначен в ТЗ, определен экспериментально и указан в ТУ. Коэффициент сопротивления при полностью открытом затворе арматуры не должен превышать значений, установленных согласно приложению 7.

29. Если в ТЗ и ТУ не указано другое, арматура должна быть работоспособна в течение всего срока службы при следующих скоростях рабочей среды в трубопроводе на входе в арматуру:

29.1. скорость воды:

до 5 м/с в номинальном режиме;

до 7,5 м/с в течение 1000 ч за срок службы;

до 25 м/с в трубопроводе на выходе из арматуры в течение 10 часов в год для арматуры систем аварийного охлаждения активной зоны и систем аварийного охлаждения реактора, что указывается в ТЗ и ТУ;

29.2. скорость пара и газа:

до 60 м/с в номинальном режиме;

до 100 м/с в течение 1000 ч за срок службы.

Степень открытия регулирующей и дроссельно-регулирующей арматуры при повышенных скоростях рабочей среды должна указываться в ТУ на конкретный тип арматуры.

30. Арматура должна присоединяться к оборудованию и трубопроводам сваркой, если в ТЗ и (или) ТУ не указано иное. Предохранительную арматуру допускается присоединять к оборудованию и трубопроводам фланцами и ниппелями, а гермоклапаны – фланцами. Размеры и форма разделки кромок трубопроводов, привариваемых к арматуре, принимаются в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения» и «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля», утвержденными постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12 июня 2017 г. № 26.

31. Герметичность затвора обратной арматуры должна определяться при испытании водой рабочим давлением при температуре (20 ± 10) °С. Если в ТЗ и ТУ не оговорено иное, то величина протечек не должна превышать:

3 см³/мин – для $DN < 100$;

7 см³/мин – для $100 < DN < 200$;

12 см³/мин – для $200 < DN < 300$;

25 см³/мин – для $300 < DN < 800$.

Нормы герметичности, указанные в части первой настоящего пункта, должны подтверждаться при приемо-сдаточных испытаниях.

Величина протечек также должна быть определена при наименьшем из указанного диапазона эксплуатационных давлений и внесена в ТУ и в паспорт арматуры. При

отсутствии определенности с величиной наименьшего давления испытания должны проводиться при давлении $0,5^{+0,1}$ МПа.

Необходимость испытаний на воздухе и конкретные значения испытательных давлений и протечек должны быть указаны в ТЗ и (или) ТУ.

32. Протечки в затворе предохранительной арматуры должны указываться в ТЗ, ТУ и уточняться по результатам испытаний опытных образцов.

33. Относительная протечка среды в затворе регулирующей арматуры должна устанавливаться в соответствии с настоящими Правилами, а также иными нормативными правовыми актами, в том числе обязательными для соблюдения техническими нормативными правовыми актами, документами эксплуатирующей организации, регламентирующими требования к проектированию, устройству, изготовлению, реконструкции (технической модернизации), модификации, наладке, монтажу, ремонту, техническому диагностированию и эксплуатации трубопроводной арматуры при закрытом затворе и максимальном перепаде давления. Класс герметичности должен устанавливаться разработчиком проекта АЭС.

Классы герметичности затворов запорной, обратной, предохранительной и регулирующей арматуры определяются в соответствии с приложением 8.

34. Для двух- и более седельных клапанов величины протечек должны определяться по результатам испытаний опытных образцов.

35. Герметичность затвора запорной, быстродействующей запорной и отсечной арматуры групп А, В и С в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Общие положения обеспечения безопасности атомных электростанций» должна устанавливаться для $DN < 300$ соответственно по классам А, В или С согласно приложению 8, а для $DN > 300$ и для запорной арматуры с ЭМП независимо от DN – соответственно по классам В, С или D согласно приложению 8.

При несовпадении входного и выходного условных диаметров допустимые протечки следует определять по выходному патрубку.

36. Для прямооточных клапанов гидровыгрузки допускаются протечки в затворе до 1 л/ч.

37. Протечки через сальниковое уплотнение в окружающую среду не допускаются.

38. При отсутствии в ТЗ и (или) ТУ требований к герметичности в процессе эксплуатации величины протечек при приемочных испытаниях после выработки ресурса, указанного в пункте 189 настоящих Правил, не должны превышать указанные в пунктах 31, 33, 35 и 36 настоящих Правил более чем в десять раз.

39. Уровень звукового давления при работе арматуры не должен превышать уровня, приведенного в ТЗ. При отсутствии таких указаний уровень звукового давления при работе арматуры (без учета шума привода) не должен превышать 80 дБ на расстоянии 2 м от ее наружного контура.

Для запорной арматуры уровень звукового давления должен измеряться в ее открытом состоянии.

Для регулирующей и обратной арматуры уровень звукового давления должен измеряться без учета работы в начальной ее стадии в режиме дросселирования (около 10 % хода запорного органа из положения «закрыто»).

Уровень звукового давления измеряется на опытных образцах при приемочных испытаниях и при необходимости – при эксплуатации действующей арматуры. Для предохранительных клапанов и ИПУ уровень звукового давления не нормируется.

40. Арматура, внутренние поверхности которой контактируют с радиоактивными средами, должна допускать промывку внутренних и наружных поверхностей дезактивирующими растворами с последующим опорожнением объема арматуры. При наружной дезактивации должно обеспечиваться максимально возможное удаление (стекание) применяемых растворов.

Материалы арматуры и комплектующих изделий, а также их защитные покрытия, должны быть коррозионностойкими к дезактивирующим растворам.

41. Погружение электрооборудования, датчиков и пневмораспределителей в ванны с дезактивирующими растворами не допускается. Режимы наружной дезактивации электрооборудования устанавливаются в ТУ на него и в ТУ на арматуру.

42. Усилие на маховике (рукоятке) арматуры с ручным управлением или ручном дублере привода (исполнительного механизма) не должно превышать:

295 Н – при перемещении запирающего элемента или регулирующего элемента;

450 Н – при отрыве запирающего элемента или регулирующего элемента и дожатии;

735 Н – при отрыве запирающего элемента или регулирующего элемента и дожатии при условии, что открытие и закрытие его не должны производиться чаще, чем один раз в сутки, за исключением арматуры, закрываемой до упора с использованием инерции маховика.

43. Для арматуры с сальниковым уплотнением, устанавливаемой на оборудовании и трубопроводах с радиоактивной рабочей средой, при наличии требования эксплуатирующей организации, должен быть предусмотрен отвод протечек из межсальникового пространства в систему с давлением в пределах 0,09–0,15 МПа. Допускается повышение давления до 0,6 МПа один раз в год продолжительностью 1 час. Диаметр штуцера для отвода протечек $DN = 10$ (под трубу 14 x 2). Это требование не должно распространяться на сальниковые клапаны контрольно-измерительных приборов (далее – КИП). Давление снаружи сальникового уплотнения определяется в соответствии с пунктами 72 и 73 настоящих Правил.

44. При исчезновении электропитания запорный орган арматуры с приводом от электродвигателя не должен менять своего положения. Арматура с ЭМП должна приходить в исходное состояние (открытое или закрытое). Исполнение арматуры с ЭМП должно указываться в ТЗ и в ТУ. Арматура, предназначенная для установки в системах безопасности, должна сохранять свое положение в случае исчезновения электропитания не менее чем на 24 часа.

45. Вращение маховика по часовой стрелке должно соответствовать закрытию арматуры.

46. Для арматуры с электроприводом ограничитель момента с целью обеспечения герметичности затвора должен настраиваться по значению, указанному в ТУ.

47. Расчеты на прочность корпусных деталей арматуры должны быть выполнены с учетом механических нагрузок и температурных воздействий, соответствующих расчетным режимам нормальной эксплуатации (далее – НЭ) и нарушения нормальной эксплуатации. Нагрузки, передающиеся от трубопроводов, должны определяться согласно приложению 9 и указываться в ТУ. Расчеты на прочность должны выполняться в соответствии с требованиями НПА.

48. Арматура не должна терять герметичности по отношению к внешней среде при отказе отключающих устройств привода в любом положении запорного органа арматуры.

49. Арматура должна быть ремонтпригодна без вырезки из трубопроводов. Требование не распространяется на неразборные конструкции обратных затворов, используемые при ремонте арматуры.

50. Требуемое время закрытия (открытия) арматуры должно указываться в ТЗ, и, окончательно, в ТУ – по результатам испытаний. Если в ТЗ не указано иное, то оно не должно превышать:

10 с – для быстродействующей арматуры с электроприводом и пневмоприводом (кроме быстродействующих запорно-отсечных клапанов и арматуры, входящей в состав быстродействующей редуцирующей установки);

60 с – для клапанов с электроприводом;

5 с – для клапанов с ЭМП $DN < 100$;

10 с – для клапанов с ЭМП $DN \geq 100$;

2 с на открытие и 5 с на закрытие – для предохранительных клапанов с приводом с момента подачи сигнала на привод;

1,5 мин – для задвижек, кранов $50 < DN \leq 400$;

3,0 мин – для задвижек, кранов $DN > 400$.

51. В ТУ должны быть указаны сборочные чертежи (со спецификацией) арматуры с указанием габаритных размеров, определенных согласно приложению 10 (включая монтажные размеры), присоединительных размеров, эскизов разделки кромки, типа шва, мест крепления к строительным конструкциям и допустимых нагрузок на места крепления. По типам арматуры, не указанным в приложении 10, габаритные и присоединительные размеры должны согласовываться с эксплуатирующей организацией.

52. Вновь разрабатываемая арматура и комплектующие устройства должны быть вибростойки в диапазоне частот от 5 Гц до 100 Гц при действии вибрационных нагрузок по двум направлениям с ускорением до $0,1g$, причем одно из направлений воздействия совпадает с осью трубопровода. В ТУ на регулируемую и запорно-дроссельную арматуру, подверженную вибрациям от потока рабочей среды, должен быть указан допустимый минимальный уровень открытия и максимально допустимый перепад давления. Вибростойкость должна подтверждаться расчетным и (или) экспериментальным путем. Требования по вибростойкости могут быть повышены эксплуатирующей организацией. Уровень вибраций при эксплуатации не должен превышать указанных в настоящем пункте значений.

53. Для арматуры, находящейся в контакте с двухфазной и вскипающей средами, должно быть предусмотрено применение покрытий и (или) других конструктивных мероприятий по защите корпуса и внутрикорпусных деталей арматуры, а также прилегающих участков трубопроводов от эрозионного износа. Требования к защите от эрозионного износа должны быть указаны в ТЗ и (или) ТУ. В ТУ на регулируемую арматуру и в инструкции по эксплуатации должны быть указаны условия, обеспечивающие бескавитационный режим работы.

54. Обратная арматура должна возвращаться в исходное состояние при прекращении движения среды в прямом направлении и открываться при перепаде давления не более $0,03$ МПа (фактический перепад давления должен быть определен при испытании опытных образцов).

55. Сигнализация на щитах управления крайних положений запорного органа арматуры с электроприводом должна осуществляться датчиками положения (концевыми выключателями), входящими в электропривод. Для арматуры других типов необходимость установки датчиков указывается в ТЗ.

56. Арматура с классификационным обозначением 1А, 2ВIIа, 2ВIIв, 2ВIIIа, 2ВIIIв, 2ВIIIс, у которой непредусмотренное перемещение запорных органов может привести к последствиям, влияющим на безопасность АЭС, должна иметь устройство для формирования сигнала о положении затвора для информационно-вычислительной системы во всем диапазоне хода арматуры, что указывается в ТЗ или ТУ.

57. Вновь разрабатываемая арматура по требованию эксплуатирующей организации должна иметь встроенные и (или) быть приспособленной для подключения внешних средств технического диагностирования для непрерывного или периодического контроля технического состояния (в том числе – состояния внутренних поверхностей). К классификационному обозначению арматуры, оснащенной встроенными средствами технического диагностирования, должна добавляться буква «D». В паспорте на изделие изготовитель должен указывать предельные значения диагностических параметров.

58. Перечень потенциально возможных отказов, на которые рекомендуется ориентировать методы и средства диагностирования технического состояния арматуры и электроприводов, устанавливается согласно приложению 11.

59. В ТУ, паспорте и инструкции по эксплуатации должны быть указаны наличие или отсутствие встроенных средств и (или) возможность подключения внешних средств технического диагностирования.

60. При применении технических средств диагностирования инструкция по эксплуатации должна содержать перечень диагностических параметров, методов и технических средств, а также периодичность диагностирования арматуры.

61. Запорная, регулирующая и быстродействующая отсечная арматура $DN < 50$ должна допускать ее установку на трубопроводе в любом положении, $DN > 50$ – в любом положении в верхней полусфере относительно горизонтальной плоскости (в том числе в горизонтальном положении), рекомендуемое положение – вертикальное. Арматура с ручным приводом должна допускать установку в любом положении.

Обратные затворы должны сохранять работоспособность при отклонении на $\pm 3^\circ$ от предусмотренного в КД положения. Требования к ориентации предохранительной арматуры должны согласовываться с эксплуатирующей организацией.

62. Запорная арматура, кроме арматуры с ЭМП и устанавливаемой под оболочкой, должна иметь местный указатель крайних положений запорного органа. Необходимость установки местного указателя крайних положений запорного органа для других типов арматуры, для запорной арматуры с ЭМП и устанавливаемой под оболочкой, должна определяться в ТЗ и (или) в ТУ.

63. Запорная арматура, кроме запорной арматуры с ЭМП, должна быть разработана на полный рабочий перепад давления при двусторонней подаче среды. Запорные клапаны с ЭМП должны быть разработаны на полный перепад при односторонней подаче среды. Если в ТЗ и ТУ нет указаний на предпочтительную подачу среды, запорная арматура с ЭМП разрабатывается на полный перепад давления при подаче среды «на золотник». Допустимый перепад давления для арматуры с ЭМП при обратной подаче среды должен указываться в ТЗ и ТУ.

64. Задвижки должны иметь возможность заполнения полости водой при закрытом положении затвора для обеспечения герметичности и иметь возможность защиты от недопустимого повышения давления в полости в процессе разогрева при закрытом затворе. Требования к герметичности затвора должны оговариваться в ТЗ и ТУ. Задвижки и краны, предназначенные для работы в вакууме, должны иметь исполнение, обеспечивающее герметичность относительно внешней среды и затвора при давлении до 0,0035 МПа (абсолютном).

65. Необходимость установки замковых устройств, исключающих несанкционированное открытие или закрытие запорной арматуры, должна оговариваться в ТЗ.

66. Для запорной арматуры с верхним уплотнением ограничитель момента привода должен иметь возможность настраиваться на величину момента, обеспечивающего герметичность верхнего уплотнения, что должно быть указано в ТУ.

67. Конструкция предохранительной арматуры должна обеспечивать:
возможность точной настройки ее в пределах $\pm 7\%$ от рабочего давления;
защиту от несанкционированного изменения регулировки;
стабильность характеристик пружин, входящих в состав предохранительного клапана, такую, чтобы поднастройка их не требовалась чаще одного раза в два года;
крепление корпусов и подводящих (отводящих) патрубков, которое должно быть рассчитано с учетом как требований пункта 108 настоящих Правил, так и динамических усилий, возникающих при срабатывании предохранительных клапанов.

Применение сальниковых уплотнений штока для предохранительной арматуры, имеющей классификационное обозначение 1А, 2ВПа, 2ВПв, не допускается.

68. Управляемые предохранительные клапаны, использующие внешний источник энергии, должны иметь не менее двух независимых друг от друга цепей управления с отдельными средствами измерений (далее – СИ). Места расположения источников

сигналов управления должны быть пространственно разнесены так, чтобы при внешнем воздействии исключить одновременное повреждение двух мест подвода. Для управляемых клапанов, в которых исчезновение энергии от внешнего источника не вызывает открывающего их сигнала, следует применять не менее трех независимых друг от друга цепей управления с отдельными СИ и органами управления. Любая из цепей управления должна быть спроектирована и изготовлена так, чтобы клапан срабатывал правильно при повреждении или отключении одной из цепей управления, и имелась возможность ее проверки во время эксплуатации без срабатывания клапана.

69. ИПУ должны выполнять функцию защиты без подвода энергии извне (пассивный принцип). ИК могут служить также и для выполнения функций дистанционного управления главным клапаном при опробованиях, принудительном снижении давления в защищаемом оборудовании (с указанием в ТЗ и (или) в ТУ времени срабатывания ИПУ и предельно достижимой величины снижения давления). В конструкции ИПУ должно быть предусмотрено устройство для удержания затвора в закрытом состоянии при гидравлических испытаниях защищаемого оборудования или трубопроводов. Это устройство должно иметь местный или дистанционный указатель (сигнализатор) заблокированности ИК. В случаях, если ИК имеют постоянно включенную дополнительную обмотку на закрытие, в схемах управления ИК должно быть предусмотрено резервирование цепей управления с отдельными СИ.

Конструкцией ИПУ должны быть предусмотрены меры по предотвращению открытия главного клапана в результате протечек в ИК.

Импульсные линии и линии управления ИПУ должны быть по возможности короткими, а их внутренний диаметр, включая внутренний диаметр седла ИК, должен быть не менее 15 мм и не менее диаметра соответствующего штуцера ИК.

ГЛАВА 4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА

70. Для вновь разрабатываемой арматуры должны быть разработаны:
программа обеспечения качества при разработке конструкции арматуры – разработчиком арматуры;
программа обеспечения качества при изготовлении арматуры – изготовителем арматуры.

71. Допускается не разрабатывать вышеуказанные программы, а использовать типовые программы обеспечения качества при разработке или изготовлении арматуры, действующие на предприятии, если эти типовые программы учитывают специфику вновь разрабатываемой арматуры. Для серийных изделий могут использоваться программы обеспечения качества, действующие на предприятии, при условии, что эти программы удовлетворяют требованиям программы обеспечения качества для АЭС или блоков АЭС.

ГЛАВА 5 ПАРАМЕТРЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

72. Параметры окружающей среды при НЭ арматуры в обслуживаемых помещениях с реакторами ВВЭР вне оболочки должны быть следующие:

температура – от +5 °С до +40 °С;
давление абсолютное – 0,1 МПа;
относительная влажность – 75 % при 40 °С.

73. Параметры окружающей среды в зоне локализации аварии (под оболочкой) АЭС с реакторами ВВЭР устанавливаются согласно приложению 6.

74. Для других типов РУ параметры окружающей среды должны быть указаны в ТЗ или в ТУ на арматуру.

75. Параметры окружающей среды для конкретной арматуры должны быть указаны в ТЗ на разработку новой арматуры и приведены в ТУ. При оценке радиационной стойкости материалов, применяемых для изготовления арматуры и комплектующих ее изделий, за максимально возможную мощность поглощенной дозы следует принимать величину до 1 Гр/ч при НЭ и до 5×10^4 Гр/ч в течение 720 ч в режиме «большой течи»*.

* Конкретные параметры, характеризующие режимы «малой» и «большой» течи проектных аварий, задаются в ТЗ или в ТУ на арматуру.

76. Арматура систем безопасности, предназначенная для установки в герметичной оболочке, должна сохранять свою работоспособность во время и после аварийных режимов, указанных в приложении 6. При этом должно быть обеспечено выполнение не менее 10 циклов арматуры: пять – во время аварийных режимов «большой течи», пять – после прошествия времени существования в герметичной оболочке параметров после аварии.

Допускается подтверждать работоспособность арматуры проверкой работоспособности комплектующих изделий с имитацией рабочей нагрузки.

После аварийного режима «большой течи» арматура должна обязательно проходить проверку, техническое обслуживание и при необходимости ремонт.

ГЛАВА 6

УСТОЙЧИВОСТЬ К СЕЙСМИЧЕСКОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ

77. Арматура (кроме регулирующей), относящаяся к I категории сейсмостойкости, должна быть сейсмостойкой. Остальная арматура должна быть сейсмопрочной.

К I категории сейсмостойкости относятся:

элементы АЭС классов безопасности 1 и 2 согласно нормам и правилам по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Общие положения обеспечения безопасности атомных электростанций»;

системы безопасности;

системы НЭ и их элементы, отказ которых при сейсмических воздействиях до максимального расчетного землетрясения (далее – МРЗ) включительно может привести к выходу радиоактивных веществ в производственные помещения АЭС и окружающую среду в количествах, превышающих значения, установленные постановлением Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 28 декабря 2012 г. № 213 «Об утверждении Санитарных норм и правил «Требования к радиационной безопасности» и Гигиенического норматива «Критерии оценки радиационного воздействия»;

здания, сооружения и их основания, оборудование и их элементы, механическое повреждение которых при сейсмических воздействиях до МРЗ включительно путем силового или температурного воздействия на вышеупомянутые элементы и системы может привести к их отказу в работе;

прочие системы и элементы, отнесение которых к I категории сейсмостойкости обосновано в проекте и одобрено в установленном порядке.

Ко II категории сейсмостойкости должны быть отнесены системы АЭС и их элементы (не вошедшие в I категорию), нарушение работы которых в отдельности или в совокупности с другими системами и элементами может повлечь перерыв в выработке электроэнергии и тепла, а также системы и элементы класса безопасности 3, которые не отнесены к I категории сейсмостойкости.

К III категории сейсмостойкости должны быть отнесены все остальные здания, сооружения и их основания, конструкции, оборудование и их элементы, не отнесенные к I и II категориям сейсмостойкости.

Элементы одной технологической системы АЭС могут быть отнесены к разным категориям сейсмостойкости с проведением специальных мероприятий по их разделению.

Применяемые для разделения элементы и узлы относятся к более высокой категории сейсмостойкости.

78. Сейсмопрочность арматуры должна подтверждаться расчетами, а сейсмостойкость – расчетами и (или) экспериментальными исследованиями. Расчет показателей сейсмопрочности и сейсмостойкости должен осуществляться с помощью аттестованных в соответствии с СТБ ИСО/МЭК 12207-2003 «Информационные технологии. Процессы жизненного цикла программных средств» программных средств.

79. Уровни сейсмических нагрузок устанавливаются в ТЗ в виде поэтажных акселерограмм или спектров ответа, соответствующих сейсмическим условиям размещения АЭС.

80. Для арматуры, относящейся к I категории сейсмостойкости, нагрузки на арматуру от сейсмического воздействия должны соответствовать воздействию уровня МРЗ, для арматуры, относящейся к II категории сейсмостойкости, нагрузки на арматуру должны соответствовать воздействию уровня проектного землетрясения.

81. При расчете арматуры необходимо учитывать, что сейсмическая нагрузка действует одновременно по трем направлениям – вертикальному и двум горизонтальным. Допускается задавать одну суммарную горизонтальную нагрузку вместо двух горизонтальных нагрузок.

82. При расчете арматуры в составе трубопровода инерционная нагрузка должна задаваться для мест крепления трубопровода к строительной конструкции в виде поэтажных акселерограмм или спектров ответа. Расчет арматуры в составе трубопровода должен проводиться методом динамического анализа или линейно-спектральным методом. Расчетная модель должна учитывать наличие опор под арматуру и трубопроводы.

83. В случае выполнения расчета арматуры отдельно от трубопровода способ задания инерционной нагрузки зависит от наличия жесткого крепления арматуры к строительной конструкции. При наличии жесткого крепления к строительной конструкции инерционная нагрузка задается для мест крепления в виде поэтажных акселерограмм или спектров ответа. Для арматуры, не имеющей жесткого крепления к строительной конструкции, допускается задавать инерционную нагрузку на концах патрубков в виде акселерограмм или спектров ответа, полученных из расчета трубопровода.

84. При отсутствии поэтажных акселерограмм или спектров ответа на этапе проектирования для расчета арматуры в качестве нагрузок допускается использовать унифицированные инерционные нагрузки. В этом случае расчет выполняется статическим методом, в котором величины нагрузок эквивалентны величинам унифицированных инерционных нагрузок, ускорения которых зависят от собственной частоты первой формы колебаний арматуры.

В случае, если собственная частота первой формы колебаний выше 33 Гц, то задается постоянное ускорение во всех точках расчетной модели: $3g$ в горизонтальном направлении (выбирается наиболее опасное направление) и $2g$ – в вертикальном направлении.

В случае, если собственная частота первой формы колебаний арматуры с вынесенной массой находится в диапазоне 20–33 Гц, то в горизонтальном направлении задается переменное ускорение: $8g$ в центре масс привода и $3g$ на оси трубопровода (выбирается наиболее опасное направление); в вертикальном направлении задается ускорение $2g$.

В случае, если собственная частота первой формы колебаний ниже 20 Гц, то расчет арматуры выполняется методом динамического анализа с учетом инерционной нагрузки на концах патрубков арматуры – $3g$ в горизонтальном направлении (выбирается наиболее опасное направление) и $2g$ – в вертикальном.

85. Испытания арматуры, имеющей собственную частоту первой формы колебаний в диапазоне 1–33 Гц, должны проводиться на динамическое воздействие. Нижняя граница амплитудно-частотной характеристики динамического воздействий для испытаний должна приниматься на 5 Гц меньше собственной частоты первой формы колебаний арматуры. Параметры ускорений должны приниматься на основании данных акселерограмм для мест

крепления арматуры на трубопроводе или строительной конструкции. В случае отсутствия таких данных допускается использовать значения унифицированных инерционных нагрузок в соответствии с пунктом 84 настоящих Правил.

86. Испытания должны проводиться в трех взаимноперпендикулярных направлениях одновременно. Допускается проводить испытания в каждом направлении поочередно, при этом должны выбираться наиболее опасные направления и задаваться суммарные ускорения. При собственной частоте первой формы колебаний более 33 Гц допускается проводить испытания на статическую нагрузку.

87. Распространение результатов испытаний одной арматуры на другую однотипную арматуру должно быть обосновано.

ГЛАВА 7

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ

88. Арматура, кроме неразборных конструкций обратных затворов, относится к изделиям с нормируемой надежностью.

89. Показатели надежности для конкретного изделия должны выбираться разработчиком проекта АЭС, количественные значения показателей должны назначаться им в ТЗ с учетом специфики места установки арматуры в системе, параметров эксплуатации, регламента работы, последствий отказов арматуры и других факторов и должны быть указаны в ТУ.

90. Для арматуры или отдельных ее деталей, узлов, комплектующих элементов должны быть установлены следующие показатели:

90.1. долговечности:

назначенный срок службы (год, ч);

назначенный ресурс (цикл, ч);

90.2. безотказности:

ВБР;

наработка на отказ.

90.3. сохраняемости:

средний срок сохраняемости (лет);

90.4. ремонтпригодности:

средняя оперативная продолжительность планового ремонта (час);

средняя оперативная трудоемкость планового ремонта (человеко-час).

91. По требованию эксплуатирующей организации могут дополнительно устанавливаться значения назначенных срока службы и ресурса до конкретного регламентного действия (технического обслуживания, среднего ремонта, капитального ремонта и иных).

Для арматуры, периодически или постоянно работающей в режиме ожидания, должно быть указано минимальное значение коэффициента готовности и (или) коэффициента оперативной готовности.

92. Для арматуры с четко выраженным циклическим характером работы ресурс должен измеряться в часах и циклах. Для арматуры, не имеющей четко выраженного циклического характера работы, ресурс должен измеряться в часах.

93. ВБР, задаваемая для арматуры в КД, должна исчисляться по совокупности критических и некритических отказов. По требованию эксплуатирующей организации в КД может быть указана ВБР, исчисленная только по критическим отказам.

94. Назначенный срок службы арматуры для АЭС должен соответствовать назначенному сроку эксплуатации блока АЭС.

Для вновь разработанной арматуры в ТУ и в паспорте на арматуру должен быть приведен перечень быстроизнашивающихся деталей, узлов, комплектующих элементов. В ТУ на ремонт (или в инструкции по эксплуатации) должны быть указаны способы восстановительного ремонта либо приведены условия замены (по наработке или

по критериям предельных состояний) быстроизнашивающихся деталей, узлов, комплектующих.

95. Показатели безотказности арматуры должны быть не менее устанавливаемых согласно приложению 12.

96. Показатели надежности должны рассчитываться согласно требованиям НПА на этапе проектирования, а для арматуры систем безопасности, по требованию эксплуатирующей организации, дополнительно подтверждаться результатами испытаний или результатами эксплуатации. Арматура на надежность должна испытываться согласно требованиям НПА. Для арматуры систем безопасности доверительная вероятность для расчета нижней доверительной границы ВБР должна приниматься равной 0,95. Для арматуры, устанавливаемой в системах НЭ, доверительная вероятность для расчета нижней доверительной границы ВБР должна приниматься равной 0,9.

Для арматуры, не указанной в приложении 12, величины ВБР устанавливаются по согласованию с эксплуатирующей организацией.

РАЗДЕЛ III ИЗГОТОВЛЕНИЕ

ГЛАВА 8 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

97. К изготовлению арматуры должны допускаться материалы и детали, качество которых отвечает требованиям НПА и КД.

98. Детали и узлы, поступающие на сборку, должны быть очищены от окалины, ржавчины, загрязнений, масла, предохранительной смазки. Наличие заусенцев и забоин не допускается.

99. Шероховатость поверхностей деталей штампо- и кованосварной арматуры, соприкасающихся с рабочей радиоактивной средой, должна быть не более $Ra = 6,3$ мкм или не более $Rz = 40$ мкм. В труднодоступных местах допускается шероховатость Ra до 12,5 мкм или не более $Rz = 80$ мкм. Шероховатость наружной поверхности арматуры должна быть не более $Ra = 100$ мкм ($Rz = 500$ мкм) или соответствовать требованиям неразрушающего контроля.

100. Шероховатость внутренних поверхностей отливок корпусных деталей должна соответствовать требованиям НПА, регламентирующих правила контроля стальных отливок для атомных энергетических установок (далее – АЭУ). Требования к шероховатости других поверхностей отливок должны указываться в КД.

101. Цилиндрическая часть шпинделя сальниковой арматуры, проходящая через сальниковое уплотнение, должна иметь шероховатость не более $Ra = 0,2$ мкм ($Rz = 1,6$ мкм). Для сильфонной арматуры с дублирующим сальниковым уплотнением допускается шероховатость цилиндрической части шпинделя не более $Ra = 0,8$ мкм ($Rz = 3,2$ мкм).

102. При механической обработке деталей подрезка шеек, острые углы и кромки не допускаются, за исключением случаев, указанных в КД.

103. Арматура, присоединяемая сваркой, должна поставляться с механически обработанными под приварку концами патрубков. Толщина стенки присоединительного конца патрубка должна определяться из условия равной прочности с трубопроводом. В случае если прочность патрубка превышает прочность присоединяемой трубы, в конструкции должны быть предусмотрены плавный переход от одного элемента к другому и возможность контроля сварных соединений всеми предусмотренными методами.

104. Материал набивки или сальниковые кольца следует устанавливать в сальниковую камеру по технологии, соблюдение которой гарантирует надежную работу сальникового уплотнения.

105. Высота сальниковой набивки после окончательной затяжки сальникового уплотнения должна быть такой, чтобы втулка сальникового уплотнения входила в гнездо не менее чем на 3 мм и не более чем на 30 % своей высоты.

106. Разница между твердостью заготовок для шпилек и гаек или резьбовыми их поверхностями должна быть не менее 12 НВ, при этом твердость гайки должна быть ниже твердости шпильки.

107. Узлы и детали арматуры, изготовленные из углеродистой стали, должны покрываться защитными покрытиями. Марка покрытия должна быть указана в ТУ.

108. Арматура со встроенным электро- или пневмоприводом и любая арматура с $DN < 50$ должны иметь места для жесткого крепления ее к строительным конструкциям. Крепление должно выдерживать инерционные нагрузки от арматуры и привода, возникающие при сейсмических воздействиях, и нагрузки от присоединяемых трубопроводов, определяемые согласно приложению 9. Способ крепления и допустимые нагрузки должны указываться в ТУ. Допускается отсутствие дополнительного крепления по согласованию с эксплуатирующей организацией.

109. Арматура со встроенным электроприводом должна допускать возможность его поворота относительно оси шпинделя на угол, кратный 30° или 45° .

110. В арматуре с верхним уплотнением должна быть предусмотрена возможность контроля его герметичности.

111. Уплотнение фланцевых соединений корпус–крышка должно обеспечиваться притиркой поверхностей либо прокладкой. В конструкции фланцев арматуры, предназначенной для работы с радиоактивной средой, должны быть предусмотрены элементы, дающие возможность дополнительно уплотнять соединение сваркой не менее трех раз при ремонтах. Необходимость дополнительного уплотнения должна устанавливаться эксплуатирующей организацией. В инструкции по эксплуатации должна быть указана технология восстановления элементов под сварку на случай необходимости уплотнения более трех раз. Объем контроля данного сварного шва должен быть указан на чертеже общего вида и в инструкции по эксплуатации.

112. В соединении корпус–крышка крепежные детали должны затягиваться расчетным усилием или крутящим моментом, указанным в КД.

113. Допускается изготавливать арматуру на $P_p < 10$ МПа, не находящуюся в контакте с радиоактивными средами, без пробок для воздухоудаления, если при заполнении водой с параметрами $T_p = 20^\circ\text{C}$, $P_p = 0,1$ МПа объем воздуха не превышает 30 % объема внутренних полостей арматуры.

114. Арматура (совместно с приводом) должна по пожаро- и электробезопасности отвечать требованиям НПА.

ГЛАВА 9 МАТЕРИАЛЫ И ПОЛУФАБРИКАТЫ

115. Для изготовления основных деталей арматуры допускаются материалы, указанные в приложениях 13 и 14 и НПА.

116. В арматуре из коррозионно-стойкой стали в материале деталей (кроме сильфонов) площадью поверхности более 10^{-2} м², контактирующих с теплоносителем I контура АЭС, содержание кобальта должно быть не более 0,2 %. Использование сплавов на основе меди или легированных медью для изготовления деталей, контактирующих с теплоносителем I контура АЭС, не допускается.

117. Требования к уплотнительным полуфабрикатам и изделиям распространяются на неметаллические материалы, полуфабрикаты и уплотнительные изделия, входящие в удерживающий давление контур (прокладки фланцевых соединений, соединений корпус–крышка, сальниковые уплотнения), а также на комбинированные прокладки.

Для изготовления прокладок и сальниковых уплотнений следует применять материалы, полуфабрикаты, выпускаемые по НПА (требования которых относятся к сильфонам) или ТУ, согласованным разработчиком арматуры и эксплуатирующей организацией.

Во вновь разрабатываемой арматуре не применяются материалы, содержащие асбест.

ТУ на уплотнительные изделия должны быть утверждены разработчиком изделий, согласованы изготовителем арматуры и эксплуатирующей организацией.

В ТУ указываются:

физико-механические характеристики материалов, из которых изготовлены изделия; условия эксплуатации;

допустимые нагрузки и уровень радиации за срок службы; ресурс при эксплуатации прокладок и сальниковых уплотнений;

срок хранения;

возможность повторного использования;

стойкость к дезактивирующим растворам;

уровень коррозии конструкционных материалов арматуры при контакте с прокладками и сальниковыми уплотнениями.

Требования ТУ на уплотнительные полуфабрикаты и изделия должны подтверждаться испытаниями или расчетами. Допускается подтверждать соответствие прокладок и сальниковых уплотнений требованиям ТУ при приемочных испытаниях арматуры.

Смена типа уплотнительных изделий на уже эксплуатирующейся арматуре, оформляется решением или техническим решением, утверждаемым в установленном порядке.

При оформлении решения или технического решения должно быть подтверждено соответствие всем требованиям ТУ на применяемые полуфабрикаты и изделия.

ГЛАВА 10

СВАРНЫЕ СОЕДИНЕНИЯ И НАПЛАВКИ

118. Сварные соединения, сварочные материалы и наплавленные поверхности должны соответствовать требованиям настоящих Правил, а также норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения» и «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля».

119. Материалы для наплавки уплотнительных и направляющих поверхностей должны выбираться разработчиком из перечней согласно приложению 15. Применение новых наплавочных материалов должно быть согласовано со специализированной организацией (далее – СО), имеющей соответствующие компетенции и уполномоченной эксплуатирующей организацией выдавать или согласовывать заключения по различным аспектам деятельности, связанным с поставками, монтажом, эксплуатацией и выводом из эксплуатации оборудования АЭС, разрабатывать или согласовывать технологии (инструкции) производства работ, методики контроля и испытаний (освидетельствований), а также проводить соответствующие исследования. Технология наплавки уплотнительных поверхностей должна разрабатываться в соответствии с требованиями НПА.

120. Сварные соединения сильфонных сборок, объем и методы их контроля, оценка качества должны выполняться по документации, согласованной с СО.

ГЛАВА 11

КОНТРОЛЬ

121. Требования настоящей главы распространяются на основные детали арматуры.

122. Материалы, предназначенные для изготовления арматуры, необходимо подвергать контролю и испытаниям согласно приложению 16.

123. Качество и свойства полуфабрикатов должны быть подтверждены документами о качестве, в которых должны быть указаны обозначение материала, номер плавки и партии, номинальный режим термической обработки, результаты всех испытаний (контроля), а также данные об исправлении дефектов.

124. Требования к крепежным деталям арматуры должны определяться в соответствии с НПА.

125. Требования к многослойным и однослойным сильфонам, а также к их комплектующим, должны определяться в соответствии с НПА. Сильфоны должны удовлетворять следующим требованиям:

наружный слой сильфона должен быть герметичным (сплошным);

СУ должен выдерживать не менее 20 циклов опрессовок в течение назначенного срока службы;

$T_{рн}$ и ВБР СУ должны обеспечивать выполнение соответствующих требований к арматуре по надежности.

126. Контроль сварных соединений и наплавки должен проводиться в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля».

Категорию сварного соединения назначает разработчик арматуры.

127. Перечень основных деталей арматуры должен быть указан в ТУ на конкретную арматуру. Вид и объем контроля заготовок основных деталей могут быть дополнены.

128. Сварные швы на вакуумную герметичность следует контролировать по III классу герметичности в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля».

129. Контроль качества отдельных деталей, сборок и изделий должен проводиться согласно требованиям КД.

ГЛАВА 12 ИСПЫТАНИЯ

130. Опытные образцы и серийные изделия арматуры должны подвергаться следующим видам испытаний:

приемочным, проводящимся на опытных образцах или на образцах из опытно-промышленной партии;

типовым, проводящимся на серийных изделиях или на образцах из опытно-промышленной партии;

квалификационным, проводящимся на серийных изделиях или изделиях из опытно-промышленной партии;

сравнительным, проводящимся на опытных образцах или на серийных изделиях;

периодическим, проводящимся на отдельных серийных изделиях;

приемо-сдаточным, проводящимся на всех изделиях.

131. Приемочные испытания должны проводиться с целью подтверждения: соответствия технических характеристик арматуры требованиям ТЗ, ТУ и КД; рациональности заложенных в конструкцию технических решений; соответствия технологии изготовления требованиям к качеству продукции; ресурса изделия (определение фактического ресурса и данных, обосновывающих расчетные показатели надежности);

удобства технического обслуживания и ремонта;

безопасности эксплуатации.

Разработка и согласование программ и методик приемочных испытаний должны соответствовать требованиям НПА, определяющим порядок разработки и постановки продукции на производство.

Программу и методику приемочных испытаний (далее – ПМ) опытных образцов арматуры, в том числе для типового ряда, составляет разработчик проекта арматуры и согласовывает заказчик до начала испытаний.

ПМ должна содержать следующие разделы:

- «Введение»;
- «Объект испытаний»;
- «Общие положения»;
- «Состав испытаний»;
- «Оценка результатов».

132. «Введение» ПМ содержит следующие сведения:

порядок формирования приемочной комиссии. Должны быть оговорены полномочия комиссии, в том числе на возможность принятия решения по отступлениям от ПМ самостоятельно, а по отдельным вопросам – при согласовании с заказчиком. От имени заказчика отступления имеет право согласовывать председатель приемочной комиссии;

возможные отступления от ПМ принимает комиссия, проводящая испытания, с согласованием с заказчиком. От имени заказчика отступления имеет право согласовывать председатель приемочной комиссии.

133. Раздел «Объект испытаний» ПМ содержит следующие сведения:

объем, порядок и режимы испытаний опытных образцов. В них должны быть указаны конкретные номера чертежей, по которым изготовлены образцы;

количество образцов, поставляемых на приемочные испытания;

все исполнения арматуры, на которые распространяются результаты приемочных испытаний;

цели, которые должны быть достигнуты в результате испытаний.

134. Раздел «Общие положения» ПМ содержит следующие сведения:

основные технические характеристики испытываемой арматуры;

перечень документации, которая должна быть представлена на испытания вместе с испытываемой арматурой изделием;

порядок испытаний комплектующих изделий;

требования к испытательному оборудованию (стендам, средам, СИ).

135. В разделе «Состав испытаний» ПМ должны быть указаны виды, последовательность, объем, условия и методы испытаний опытных образцов, подтверждающие и (или) определяющие технические характеристики и требования к арматуре по ТУ, а также критерии неисправного состояния, некритических и критических отказов.

136. В разделе «Оценка результатов» ПМ должны быть указаны перечень документов, оформляемых по результатам испытаний, и требования к их содержанию.

При постановке на производство типового ряда арматуры приемочные испытания допускается проводить лишь на отдельных образцах (типоразмерах) из этого типового ряда, причем испытаниям должны подвергаться изделия, *DN* которых отличаются более чем в два раза.

Опытные образцы регулирующей арматуры должны подвергаться испытаниям по определению коэффициента условной пропускной способности и пропускной характеристики по методике, указанной в ПМ опытных образцов.

При необходимости, обозначенной в ТЗ, должны определяться кавитационные характеристики.

Величина коэффициента условной пропускной способности и пропускная характеристика должны указываться на сборочном чертеже регулирующей арматуры.

137. Типовые испытания должны проводиться при изменении конструкций или технологического процесса изготовления изделий, если эти изменения могут повлиять на технические характеристики изделий.

Программа типовых испытаний должна составляться разработчиком арматуры и согласовываться с эксплуатирующей организацией. В ней должно быть определено количество образцов, подлежащих испытаниям.

138. Квалификационные испытания должны проводиться в следующих случаях:

для оценки готовности предприятия к выпуску продукции данного типа;

для проверки того, что все недостатки, выявленные приемочной комиссией, устранены, а отклонения параметров, связанные с технологией производства, не выходят за допустимые пределы в соответствии с требованиями НПА. В этом случае в программу квалификационных испытаний включаются и учитываются все требования приемочной комиссии, а также необходимые испытания на подтверждение приемлемости изменений, дополнений к конструкции и требований к изделиям, указанным в ТУ, после их корректировки по результатам приемочных испытаний;

при начале производства арматуры в случае передачи производства от одного изготовителя другому;

если возникли новые требования к эксплуатации арматуры, не подтвержденные ранее испытаниями.

Программа квалификационных испытаний должна составляться разработчиком арматуры и согласовываться с эксплуатирующей организацией.

Если отсутствует необходимость в каких-либо других испытаниях, квалификационные проводятся в объеме приемо-сдаточных испытаний с последующей наработкой ресурса на рабочих параметрах, с расходом, определяемым возможностями стенда. При испытаниях запорной и регулирующей арматуры стенд должен обеспечивать осуществление полного цикла открытия–закрытия; при испытаниях предохранительной арматуры стенд должен обеспечивать срабатывание арматуры на рабочих параметрах; испытания обратной арматуры на ресурс допускается проводить на «холодном» стенде, при этом стенд должен обеспечивать полное открытие обратной арматуры $DN < 500$. После наработки ресурса повторяются приемо-сдаточные испытания.

139. Сравнительные испытания должны проводиться для сравнения технических характеристик и качества арматуры разных производителей в адекватных условиях. Сравнительные испытания должны выполняться по требованию эксплуатирующей организации. Программа сравнительных испытаний должна разрабатываться организацией, проводящей испытания, и согласовываться с эксплуатирующей организацией.

140. Периодические испытания арматуры, изготавливаемой по одним и тем же ТУ, должны проводиться с уведомлением разработчика арматуры и эксплуатирующей организации не реже одного раза в три года с целью подтверждения стабильности показателей качества. Продолжительность и условия проведения, а также объем продукции, подвергаемой испытаниям (проверкам), должны устанавливаться в ТУ и в КД на изделие.

Допускается подтверждение стабильности показателей качества, вместо проведения периодических испытаний, по результатам сбора информации об эксплуатационной надежности арматуры.

141. Изготовителем арматуры каждое изделие (единица арматуры), оснащенное штатными комплектующими устройствами и оборудованием, должно подвергаться приемо-сдаточным испытаниям на соответствие требованиям ТУ:

гидравлическим (пневматическим) испытаниям на прочность и герметичность материала основных деталей и сварных соединений, воспринимающих давление рабочей среды, в соответствии с НПА;

на герметичность сварных швов и разъемных соединений;

на работоспособность и плавность хода;

на герметичность затвора;
на герметичность по отношению к внешней среде для арматуры, работающей под разрежением, и сильфонной арматуры;

на герметичность сальникового уплотнения по шпинделю (штоку), в том числе нижней и верхней ступеней многокамерных сальниковых узлов, а также верхнего уплотнения;

другим видам испытаний, предусмотренным ТУ на арматуру.

Последовательность испытаний определяется изготовителем.

Перед испытаниями каждое изделие должно пройти визуальный и измерительный контроль. Гидравлические (пневматические) испытания должны проводиться при температуре, определяемой по НПА.

142. Испытания на прочность и герметичность материала и сварных швов следует проводить до окраски арматуры.

143. Детали и сборки сильфонной арматуры следует подвергать испытаниям на прочность и герметичность материала до сборки изделий согласно указаниям КД. Во избежание повреждений сильфоны должны быть гарантированы (предохранены) от сжатия или растяжения.

144. Арматура в сборе должна быть подвергнута гидравлическим испытаниям на герметичность сальниковых и прокладочных уплотнений, соединений корпусов с крышками, на герметичность верхнего уплотнения (для арматуры с выводом организованных протечек из межсальникового пространства) и затвора изделия.

Величина давления испытательной жидкости должна соответствовать требованию КД на изделие и ТУ на арматуру, но быть не ниже P_p .

При гидравлических испытаниях сальниковых и прокладочных уплотнений, соединений корпусов с крышками протечка испытательной жидкости через уплотнения не допускается.

145. При испытаниях изделия затвор следует закрывать (в зависимости от способа управления пружиной, приводом или вручную) усилием (моментом), величина которого указана в КД.

146. Испытания гидроприводов следует проводить водой, пневмоприводов – воздухом.

147. При испытаниях смазка уплотнительных поверхностей затвора арматуры не допускается.

148. Установочное положение изделий при испытаниях – согласно указанию КД.

149. Арматура, предназначенная для работы на газе и паре, в сборе подлежит дополнительным испытаниям воздухом на герметичность деталей, сварных швов и мест соединения рабочим давлением. Продолжительность выдержки изделий под давлением должна составлять не менее 2 мин для арматуры $DN < 100$, 3 мин – для $DN = 100-300$ и не менее 5 мин – для $DN > 300$. При испытаниях соединения корпус–крышка арматура должна быть закрыта расчетным усилием.

150. При испытании воздухом контроль герметичности мест соединений должен проводиться по инструкции изготовителя путем обмыливания или погружения изделия в воду. Попадание воды в сильфон не допускается. Изделия считаются выдержавшими испытания, если нарушения герметичности (появление пузырей) не обнаружено. Наличие неотрывающихся пузырьков при контроле в ванне с водой или нелоплющихся пузырьков при контроле обмазыванием мыльной пеной не считается браковочным признаком.

151. Для испытаний герметичности затвора арматуры, работающей на газообразной среде (в том числе на паре), должен использоваться воздух, для другой арматуры – вода или воздух.

Для клапанов сильфонных испытания должны проводиться после трехкратного закрытия затвора. Среда должна подаваться «на» и «под» золотник, за исключением тех случаев, когда оговорена односторонняя подача среды. Закрытие арматуры проводить

расчетным усилием при расходе воздуха через седло клапана и через дроссель на выходе. Расход среды через седло клапана допускается обеспечивать за счет неполного открытия затвора клапана из закрытого положения. Параметры испытания должны быть указаны в ТУ.

При испытании арматуры воздухом должны определяться протечки либо методом погружения в воду, либо отводом протечек по трубке из контролируемой полости. Выдержка после перекрытия должна составлять не менее 3 мин.

Наличие протечек не допускается, за исключением случаев, установленных в пунктах 31–38 настоящих Правил.

Для задвижек, кранов испытание герметичности затвора должно проводиться давлением в соответствии с пунктом 144 настоящих Правил, для обратной арматуры в соответствии с пунктом 31 настоящих Правил.

Подача давления в задвижках, кранах должна производиться поочередно с каждой стороны или для задвижек в межтарельчатое пространство, в обратной арматуре – на затвор. Продолжительность выдержки – не менее 5 мин.

Испытания задвижек, кранов должны повторяться после двукратного открытия и закрытия затвора без перепада давления на запорном органе. Величина протечки испытательной среды должна соответствовать требованиям пунктов 31–38 настоящих Правил. Испытания должны проводиться со штатными приводными устройствами.

152. Каждый предохранительный клапан прямого действия, в том числе ИК ИПУ, должен подвергаться испытаниям на герметичность затвора, давления полного открытия и обратной посадки.

Давление полного открытия и обратной посадки предохранительной арматуры должно соответствовать требованиям НПА и подтверждаться по результатам испытаний опытного образца.

На опытных образцах предохранительной арматуры должны быть проведены испытания по определению пропускной способности или коэффициента расхода по методике, указанной в программе испытаний опытного образца.

По результатам испытаний опытного образца предохранительной арматуры давление открытия, давление обратной посадки, пропускная способность (коэффициент расхода), площадь наименьшего проходного сечения седла при полностью открытом клапане должны быть указаны в ТУ, на чертежах общего вида и в паспортах арматуры.

153. Испытания на работоспособность запорной (кроме обратной) и регулирующей арматуры следует проводить при рабочем давлении внутри изделия, а предохранительной арматуры – на входе клапана, в соответствии с программой и методикой испытаний, согласованными с эксплуатирующей организацией.

Испытание на работоспособность клапанов с пневмо- и гидроприводами следует проводить при рабочем давлении среды внутри клапана в статике подачи управляющей среды в привод. Одновременно с испытанием на работоспособность следует проверить дистанционную сигнализацию изделия.

Работоспособность арматуры с ЭМП следует проверять при перепаде давления на затворе, указанном в ТУ, и без перепада при рабочем давлении в корпусе.

154. Допускается проведение испытаний на работоспособность при согласовании с эксплуатирующей организацией.

155. Испытание на вакуумную герметичность мест соединений и материала относительно внешней среды сильфонной арматуры и арматуры, работающей под разрежением, следует проводить гелиевым течеискателем, если иное не предусмотрено КД.

Требования к герметичности арматуры по отношению к внешней среде и объем испытания должны указываться в ТУ.

Перед испытанием внутренние полости корпуса должны быть тщательно промыты и просушены с обеспечением чувствительности III класса герметичности в соответствии

с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля».

156. Испытания верхнего уплотнения (при его наличии) задвижек на герметичность должны проводиться после двукратного открытия затвора от привода или маховика моментом, указанным в ТУ. Протечка среды через верхнее уплотнение не допускается.

157. Все виды испытаний должны проводиться изготовителем или СО. Результаты всех видов испытаний, кроме приемо-сдаточных, должны оформляться актом. Результаты приемо-сдаточных испытаний должны отражаться в паспортах изделий.

158. При приемо-сдаточных испытаниях СУ изготовленной партии должны подвергаться испытаниям:

по контролю качества поверхности, конструкции, размеров, жесткости, прочности и герметичности – сильфоны, входящие в СУ, в соответствии с требованиями НПА;

на герметичность наружного слоя – каждое изделие. Испытания должны проводиться наружным давлением воздуха, равным максимальному давлению гидроиспытаний в применяемой арматуре, выдержка при этом давлении должна быть не менее 3 минут. После сброса давления СУ должен быть погружен в емкость с водой. Признаком негерметичности наружного слоя должно являться систематическое отделение от поверхности сильфона пузырьков воздуха;

на подтверждение $T_{рн}$ (ресурсные испытания) – для каждой контролируемой партии сильфонов. Отбор сильфонов должен проводиться выборочно в соответствии с НПА. Величина выборки – не менее двух и не более пяти сильфонов. Испытания должны проводиться на СУ после приварки к сильфонам концевых деталей до наработки не менее $1,2T_{рн}$. Если при испытаниях выборки, состоящей более чем из двух СУ, будет зафиксирован отказ в интервале от 1,0 до $1,2T_{рн}$, испытания остальных СУ выборки следует проводить до отказа или до наработки $3T_{рн}$, с проведением расчета ВБР в соответствии с НПА. Если при испытаниях выборки, состоящей из двух СУ, будет зафиксирован отказ в интервале от 1,0 до $1,2T_{рн}$, должны проводиться дополнительные испытания до отказа двух СУ, отобранных от контролируемой партии, с проведением расчета ВБР.

159. Для определения (подтверждения) возможности применения конкретного типоразмера СУ в арматуре в составе приемочных (типовых, квалификационных) испытаний сильфонов должны проводиться ресурсные испытания.

Испытания должны проводиться на параметрах (давлении, температуре, ходе), оговоренных в ТУ для данного типоразмера сильфона, либо на максимальных параметрах арматуры, в которой может быть использован данный типоразмер сильфона, в случае, если хотя бы один из этих параметров превышает оговоренные в НПА.

Для каждого типоразмера сильфона от изготовленной партии, выдержавшей приемо-сдаточные испытания, должна производиться выборка в количестве не менее восьми штук. Испытания должны проводиться на СУ после приварки к сильфонам концевых деталей. Допускается включать в состав выборки СУ, ранее подвергавшиеся ресурсным испытаниям при проведении приемо-сдаточных испытаний оцениваемой партии. Ресурсные испытания должны проводиться до отказа, но не более $3,0 T_{рн}$.

Расчет ВБР должен выполняться в соответствии с НПА. Результаты считаются положительными, если все СУ выборки отработали не менее $T_{рн}$, и полученная в результате расчета ВБР СУ обеспечивает ВБР арматуры.

Опрессовка СУ пробным давлением, равным максимальному давлению гидроиспытаний в применяемой арматуре, должна проводиться перед ресурсными испытаниями при всех видах испытаний (приемочных, типовых, квалификационных, приемо-сдаточных, периодических). Количество опрессовок – не менее 20 с выдержкой не менее 3 мин.

160. В плановом порядке периодические испытания СУ должны проводиться не реже одного раза в три года для каждого типоразмера сильфона по условиям, установленным в ТУ.

От изготовленной партии сильфонов, выдержавшей приемо-сдаточные испытания, должна производиться их выборка объемом не менее восьми штук. Испытания должны проводиться на СУ после приварки к ним концевых деталей. Допускается включать в состав выборки СУ, ранее подвергавшиеся ресурсным испытаниям при проведении приемо-сдаточных испытаний оцениваемой партии.

161. Ресурсные испытания должны проводиться в соответствии с порядком, оговоренным для приемочных испытаний СУ.

162. Для обеспечения более высокой надежности СУ при разработке новых конструкций арматуры рекомендуется применять вместо однослойных сильфонов многослойные.

163. В комплект поставки должна входить арматура с комплектующими ее изделиями:

электроприводная арматура $DN < 300$ с приводом, смонтированным на арматуре. Для электроприводной арматуры $DN > 300$ допускается поставка арматуры со снятым электроприводом (электродвигателем) в единой транспортной таре;

электрические датчики дистанционной сигнализации крайних положений запорного органа, установленные непосредственно на арматуре в соответствии с пунктом 55 настоящих Правил или упакованные в соответствии с ТУ на датчики или арматуру;

комплект ЗИП, конкретный перечень и количество которых определяются при согласовании ТУ;

комплект контрольных колец каждого типоразмера с одной обработанной кромкой для сварки контрольных проб в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля». Необходимость поставки контрольных колец, их количество и размеры должны указываться при заказе арматуры;

быстродействующая пневмоприводная арматура должна поставляться комплектно с пневмораспределителем и концевыми выключателями;

ответные фланцы (штуцера) и крепежные детали к фланцевой (ниппельной) арматуре (определяется эксплуатирующей организацией при согласовании ТУ);

арматура с ЭМП должна предусматривать возможность поставки комплектно с выпрямительным устройством для электромагнитов, работающих на постоянном (выпрямленном) токе, или без выпрямительного устройства;

ответные фланцы (ниппели), поставляемые комплектно с арматурой, должны быть приварными встык;

арматура с классификационным обозначением 1А, 2ВIIа, 2ВIIIа, 3СIIIа при наличии разъема крышка–корпус должна комплектоваться устройствами, обеспечивающими контролируемый затяг шпилек.

164. В комплект поставки также должна входить следующая документация:
паспорт на трубопроводную арматуру по форме согласно приложению 17;
чертежи быстроизнашивающихся и корпусных деталей;
расчет на прочность корпусных деталей или выписка из расчета на прочность;
инструкцию по эксплуатации, включающую раздел с рекомендациями по ремонту;
паспорт, инструкцию по эксплуатации и сборочные чертежи со спецификацией (при их отсутствии в инструкции по эксплуатации) на комплектующие изделия;
упаковочный лист;

другая документация (по требованию эксплуатирующей организации).

165. Для каждой вновь разработанной арматуры должны быть разработаны:
ремонтная документация (по требованию эксплуатирующей организации);

ремонтная оснастка, приспособления.

Для арматуры, находящейся в эксплуатации, необходимость разработки указанных документации, оснастки и приспособлений определяет эксплуатирующая организация.

Паспорт должен поставляться с каждым изделием арматуры с $DN > 150$ и с каждым предохранительным клапаном (с каждым главным и каждым ИК – для ИПУ) вне зависимости от DN . На арматуру $DN < 150$ допускается оформление одного паспорта на партию изделий в количестве до 50 единиц.

Остальная документация, кроме расчета на прочность и рабочих чертежей корпусных и быстроизнашиваемых деталей, должна поставляться по одному комплекту на партию изделий до 50 единиц включительно, по два комплекта на партию изделий более 50 единиц, с указанием заводских номеров всех изделий, входящих в данные комплекты.

Расчет на прочность и рабочие чертежи корпусных и быстроизнашиваемых деталей каждого типоразмера должны направляться с первым изделием в одном экземпляре на партию изделий.

Сопроводительная документация должна передаваться эксплуатирующей организации одновременно с поставкой арматуры.

ГЛАВА 13

МАРКИРОВКА, КОНСЕРВАЦИЯ И УПАКОВКА

166. На корпусе арматуры на видном месте изготовителем должна быть нанесена маркировка со следующими данными: наименование или товарный знак изготовителя, заводской номер, год изготовления, расчетное давление (в корпусе), расчетная температура (в корпусе), номинальный диаметр DN , стрелка – указатель направления потока среды (при односторонней подаче среды), тип рабочей среды (жидкость – «ж», газ – «г», пар – «п»), классификационное обозначение арматуры согласно приложению 3, класс безопасности и группа арматуры, обозначение изделия, марка стали и номер плавки (для корпусов, выполненных из отливок).

При отсутствии ограничения по типу среды его обозначение не маркируется. Пример условного обозначения арматуры при заказе должен быть указан в ТУ.

167. На время транспортирования и хранения арматура должна консервироваться в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Крепежные детали, штоки и другие неокрашиваемые поверхности должны консервироваться смазкой К-17 или другим консервантом по согласованию с эксплуатирующей организацией.

168. Поверхности деталей арматуры из сталей перлитного класса, обработанные под сварку при монтаже, на ширине 20 мм от кромки не окрашиваются, но консервируются.

169. Упаковка арматуры, комплектующих изделий и деталей должна обеспечивать сохранность изделий при транспортировании и хранении. Способ упаковки должен быть указан в ТУ, в том числе учитывается:

арматура, комплект запасных частей, электропривод, инструмент, штатная сальниковая набивка должны упаковываться в ящик, выложенный внутри влагонепроницаемой бумагой, и закрепляться внутри для исключения взаимных перемещений. Упаковка должна обеспечивать сохранность арматуры и комплектующих изделий от механических и климатических воздействий;

изделия с $DN < 50$ предварительно должны упаковываться в полиэтиленовую пленку, которая должна быть заварена. Для упаковки арматуры $DN > 50$ и арматуры с электроприводом должна использоваться полиэтиленовая пленка и другие материалы, упаковка должна исключать возможность загрязнения и попадания влаги. Внутри упаковки из пленки для арматуры из углеродистой стали должны помещаться ингибиторы;

исключение электрохимической коррозии поверхностей, сопрягаемых с сальниковой набивкой, арматура с сальниковым уплотнением по штоку, кроме клапанов КИП, должна

поставляться с временной сальниковой набивкой марки типа «АС», пропитанной ингибитором «Г-2» по ТУ или водоглицериновым раствором нитрата натрия, или другими аналогичными составами. Если гарантируется отсутствие электрохимической коррозии штока и камеры, допускается поставка арматуры со штатной набивкой. Перед началом эксплуатации арматуры временная набивка должна заменяться штатной, поставляемой вместе с изделием.

По согласованию с эксплуатирующей организацией могут допускаться другие виды упаковки.

Арматура должна храниться в местах, защищенных от воздействия осадков и прямых солнечных лучей.

170. Патрубки арматуры должны быть закрыты заглушками, предохраняющими полости арматуры от загрязнения и попадания влаги, защищающими кромки от повреждения.

171. Маркировка сильфонов и сильфонных сборок должна быть нанесена электрографом или ударным способом. Способ определяется технологией изготовителя.

172. Документация, поставляемая вместе с арматурой, должна быть упакована во влагонепроницаемый конверт, который помещается вместе с первым изделием в упаковочную тару. Один экземпляр упаковочного листа должен быть вложен в ящик. Второй во влагонепроницаемом конверте должен крепиться снаружи ящика.

173. В сопроводительной документации на законсервированные изделия должны быть указаны дата консервации, вариант защиты, вариант внутренней упаковки, условия хранения и срок защиты без повторной консервации.

ГЛАВА 14 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ, ХРАНЕНИЕ И ГАРАНТИИ

174. Арматура должна допускать транспортирование любым видом транспорта и на любое расстояние. При транспортировании должны быть приняты меры по исключению повреждения арматуры и ее тары.

175. Требования к условиям хранения и транспортирования арматуры и комплектующих изделий должны быть указаны в ТЗ и ТУ.

Арматура должна выдерживать хранение в неповрежденной заводской упаковке в течение гарантийного срока без повторной консервации. По истечении срока хранения и далее через каждые 12 месяцев должно проводиться обследование состояния тары и условий хранения. При нарушении целостности тары и условий хранения должна проводиться проверка целостности консервации. При нарушении консервации должна быть проведена повторная консервация с составлением акта.

При хранении более 6 лет допуск к монтажу должен осуществляться в соответствии с инструкцией по монтажу, утвержденной эксплуатирующей организацией.

176. Дата консервации и упаковки, срок действия консервации и хранения в заводской упаковке должны указываться в паспорте на арматуру.

177. Изготовитель должен гарантировать соответствие технических характеристик выпускаемой арматуры и комплектующих ее изделий требованиям ТУ при соблюдении потребителем условий монтажа, ремонта, эксплуатации, транспортирования и хранения, установленных в ТУ и (или) инструкции по эксплуатации.

РАЗДЕЛ IV МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ

ГЛАВА 15 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

178. Указания по содержанию арматуры в готовности к эксплуатации, по вводу в действие, о возможных неисправностях, повреждениях и способах их устранения должны быть приведены в инструкции по эксплуатации, предусмотренной НПА.

179. Эксплуатация арматуры при отсутствии паспорта и инструкции по эксплуатации не допускается.

180. Обеспечивается прямой участок трубопровода до и после арматуры длиной не менее 5 наружных диаметров. Условия для проведения монтажа, осмотра, технического обслуживания и ремонта должны быть указаны в ТУ.

181. Сварка арматуры с трубопроводом должна производиться при частично открытом затворе, при этом следует обеспечивать защиту внутренних полостей арматуры и трубопровода от попадания сварочного грата и окалины.

182. Арматура должна выдерживать многократные гидравлические испытания в составе технологической системы, проводимые в период пусконаладочных работ и эксплуатации в соответствии с НПА. Допустимое количество гидравлических испытаний должно быть указано в ТУ.

183. Использование запорной арматуры в качестве регулирующих устройств не допускается.

184. Использование регулирующей арматуры в качестве запорнорегулирующей возможно только в случае, если это указано в ТУ на конкретное изделие.

185. Техническое обслуживание и ремонт арматуры должны проводиться в соответствии с принятой эксплуатирующей организацией программой технического обслуживания и ремонта арматуры.

186. В программе технического обслуживания и ремонта арматуры должны учитываться следующие требования:

проверки и техническое обслуживание должны требоваться не чаще, чем через каждые 15 000 часов работы технологической системы;

арматура должна подвергаться техническому освидетельствованию;

периодичность технического обслуживания и сроки до капитального или среднего ремонтов, объемы которых указываются в ТУ, должны быть определены для наиболее тяжелых условий эксплуатации (максимальные значения ресурса, параметров P_p и T_p , перепада давления в затворе), указанных в ТУ.

Для однотипной арматуры с классификационным обозначением ЗСПа, ЗСПв, ЗСПс с учетом реальных условий ее эксплуатации эксплуатирующая организация может устанавливать периодичность и объемы технического обслуживания и ремонта, отличающиеся от изложенных в ТУ, КД и сопроводительной документации изготовителя.

187. Для арматуры с классификационным обозначением ЗСПа, ЗСПв, ЗСПс допускается применять планирование технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию при достаточном оснащении арматуры средствами технического диагностирования. Возможность планирования технического обслуживания и ремонта по фактическому состоянию для конкретной арматуры должен устанавливать разработчик проекта АЭС в ТЗ, или эксплуатирующая организация по согласованию с разработчиком арматуры.

ГЛАВА 16

ПЕРИОДИЧНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА

188. Если в ТЗ, ТУ и паспорте на арматуру не указано иное, то капитальный ремонт арматуры (кроме регулирующей) должен проводиться при выработке арматурой ресурса в циклах «открыто–закрыто»:

500 – для задвижек; кранов;

1350 – для обратных клапанов и затворов;

1500 – для запорных клапанов;

100 – для предохранительной арматуры;

250 – для запорно-дроссельной арматуры;
250 – для быстродействующей отсечной арматуры;
250 – для обратных клапанов и затворов систем безопасности;
5000 – для запорной арматуры с ЭМП.

Если в ТУ не указано иное, то капитальный ремонт арматуры должен проводиться не чаще одного раза в 12 лет.

Если за указанный межремонтный период арматура с классификационным обозначением 2ВПа, 2ВПв, 2ВШа, 2ВШв, 2ВШс, работающая при температуре менее 200 °С и скорости воды менее 3 м/с, или скорости пара менее 30 м/с, и арматура с классификационным обозначением 3СПа, 3СПв, 3СПс не выработала назначенный ресурс в циклах, ее эксплуатация может быть продолжена до полной выработки ресурса при отсутствии дефектов и повреждений, выявленных во время обследования при эксплуатации, наружном осмотре и гидравлических (пневматических) испытаниях в составе оборудования или трубопроводов, и отсутствии недопустимых утонений стенок корпусных деталей.

189. Для регулирующей и запорно-регулирующей арматуры межремонтный ресурс (в циклах) и назначенный срок до капитального ремонта должны назначаться в ТЗ, корректироваться и вноситься в ТУ по результатам приемочных испытаний. Режим работы регулирующей арматуры, количество включений в час и диапазон регулирования должны назначаться в ТЗ и (или) в ТУ.

ГЛАВА 17

ТЕХНИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

190. При монтаже, техническом обслуживании, эксплуатации и ремонте арматуры должны соблюдаться инструкции по эксплуатации, действующие на АЭС.

191. Персонал АЭС может быть допущен к монтажу, техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту арматуры только после изучения указанных в пункте 190 документов, проверки знаний по вопросам радиационной безопасности, получения соответствующего инструктажа.

192. Для обеспечения безопасной работы не допускается:

использовать арматуру для работы при параметрах, превышающих указанные в инструкции по эксплуатации;

выполнять работы по устранению дефектов, набивать сальниковые уплотнения при наличии давления рабочей среды в корпусе или при наличии напряжения в электрических цепях;

использовать дополнительные рычаги при ручном управлении арматурой и применять гаечные ключи, по размерам не соответствующие размерам крепежных деталей; производить работу с арматурой без средств индивидуальной защиты, соблюдения требований в области обеспечения радиационной безопасности, по обеспечению пожарной безопасности, электробезопасности, и санитарно-эпидемиологических требований.

ГЛАВА 18

ПРОДЛЕНИЕ НАЗНАЧЕННОГО СРОКА СЛУЖБЫ (РЕСУРСА)

193. Продление срока службы (ресурса) арматуры с классификационным обозначением 1А, 2ВПа, 2ВПв, 2ВШа, 2ВШв, 2ВШс, должно выполняться для каждой единицы арматуры в соответствии с требованиями НПА.

194. Продление срока службы (ресурса) арматуры с классификационным обозначением 3СПа, 3СПв, 3СПс одного типа допускается выполнять по положительным результатам обследования одной–двух единиц арматуры данного типа на конкретном объекте использования атомной энергии.

РАЗДЕЛ V ПРИВОДЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ АРМАТУРЫ

ГЛАВА 19 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

195. Электрическая часть арматуры должна отвечать общим требованиям безопасности и электромагнитной совместимости, и иметь степень защиты, обеспечиваемой оболочками (IP).

не ниже IP 55 – для арматуры, устанавливаемой под оболочкой и в боксах;

не ниже IP 44 – для арматуры, устанавливаемой в обслуживаемых помещениях.

Кабели, провода и шнуры по нераспространению горения должны отвечать требованиям НПА.

196. Питание электроприводов, ЭМП и электрических исполнительных механизмов (далее – ЭИМ) должно осуществляться переменным током частотой 50 Гц и напряжением:

однофазной сети 220 В;

трехфазной сети 380/220 В.

Нейтраль – глухозаземленная. Допустимое отклонение частоты $\pm 2\%$, допустимое отклонение напряжения питания от $+10\%$ до -15% , при этом отклонения напряжения и частоты не должны быть противоположными.

Электроприводы и ЭМП систем безопасности должны быть работоспособны также при следующих условиях:

падение напряжения до 80% от номинального значения при одновременном падении частоты на 6% от номинального значения в течение 15 с;

повышение напряжения до 110% от номинального значения и одновременное увеличение частоты на 3% от номинального значения в течение 15 с.

При этом не должно происходить остановки привода и должна обеспечиваться возможность срабатывания арматуры. Возможно исполнение ЭМП клапанов с питанием от сети постоянного напряжением 220 В ($+22$ В, -44 В) при условии его согласования с эксплуатирующей организацией.

197. Каждый выключатель (концевой или путевой) и каждый выключатель ограничителей момента должен иметь один замыкающий и один размыкающий контакт с отдельными выводами.

Выключатели должны работать в следующих условиях:

в цепях переменного тока частотой 50 Гц, напряжением до 250 В ток через замкнутые контакты от 20 мА до 500 мА;

в цепях постоянного тока напряжением от 15 В до 60 В ток через замкнутые контакты от 5 мА до 1,0 А (или, по согласованию с эксплуатирующей организацией, от 1,0 мА до 400 мА), при этом падение напряжения на замкнутых контактах не должно превышать 0,25 В;

время срабатывания при замыкании и размыкании должно быть не более 0,04 с.

Конкретные значения напряжения и тока должны быть указаны в ТЗ, ТУ и инструкции по эксплуатации на арматуру или электропривод.

198. Для любой арматуры, кроме предохранительной, устанавливаемой под оболочкой, выводы от всех электрических элементов должны быть выведены без перемычек на один общий ряд зажимов (или электрический соединитель), который должен поставляться в комплекте с арматурой (для электроприводной арматуры – в комплекте с приводом). Ряд зажимов (или электрический соединитель) должен иметь степень защиты не ниже указанной в пункте 196 настоящих Правил (для электроприводной арматуры – ту же, что и привод в целом), и должен позволять вести монтаж необходимых схем сигнализации и управления.

Для приводов должно быть предусмотрено два или три ввода для подключения внешних кабелей: одного – для цепей питания электродвигателя, другого – для цепей управления и сигнализации, третьего (при необходимости) – для цепей датчика положения.

При длине кабелей сигнализации (управления) внутри корпуса электропривода более 20 см их необходимо помещать в общий экран или применять экранированный кабель. По требованию эксплуатирующей организации для расположенных под оболочкой электроприводов мощностью до 7,5 кВт включительно и для быстродействующей отсечной арматуры допускается предусматривать один ввод для общего кабеля цепей питания электродвигателя и цепей управления и сигнализации.

При применении двух электрических соединителей, имеющих собственные маркировки контактов, схема соединений электропривода должна уточняться в инструкции по эксплуатации привода. Сечение жил и наружный диаметр кабелей должны быть указаны в инструкции по эксплуатации привода и паспорте привода. Для предохранительной арматуры выводы от всех электрических элементов арматуры должны удовлетворять требованиям пункта 68 настоящих Правил.

199. На внутренней стороне крышки ряда зажимов или ответной части электрического соединителя должна быть расположена схема внутренних соединений всех элементов электрической части арматуры.

200. Сопротивление изоляции электрических цепей по отношению к корпусу и между собой при температуре $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ и влажности от 30 % до 80 % должно быть не менее 20 МОм. Сопротивление изоляции электрических цепей в наиболее тяжелых условиях работы с учетом требований пункта 41 и главы 6 настоящих Правил должно быть не менее 0,3 МОм (непосредственно после испытания в режиме «большая течь» в течение 10 ч). Сопротивление изоляции электрических цепей при воздействии факторов окружающей среды (температуры и влажности) должно быть указано в ТУ.

201. Изоляция электрических цепей по отношению к корпусу и между собой при температуре $(20 \pm 5) ^\circ\text{C}$ и влажности от 30 % до 80 % должна в течение 1 мин выдерживать испытательное напряжение синусоидального переменного тока частотой 50 Гц. Эффективные значения испытательных напряжений должны выбираться в зависимости от номинального напряжения цепи согласно приложению 18.

Требования к электрической прочности изоляции цепей при воздействии факторов окружающей среды (температуры и влажности) должны указываться в ТУ на изделие.

202. Если для обеспечения работоспособности арматуры (привода) требуется дополнительная специальная низковольтная аппаратура, последняя должна размещаться в соответствующем низковольтном комплектном устройстве и поставляться в комплекте с арматурой (приводом). Низковольтное комплектное устройство должно обеспечивать прием электропитания, электрических команд дистанционного (со щита) и автоматического управления, цепей сигнализации арматуры. В ТУ на арматуру (привод) должны быть указаны схемы электрические принципиальные, электрических соединений, а также габаритные и установочные размеры низковольтного комплектного устройства, в том числе параметры кабелей арматуры, которые приведены в приложении 19.

203. Электрическая часть арматуры должна иметь зажимы для заземления, снабженные устройством против самоотвинчивания. Дополнительные требования безопасности должны устанавливаться в ТУ на изделие.

204. Конструкцией арматуры с ручным управлением должна быть предусмотрена возможность установки двух концевых выключателей для сигнализации крайних положений запорного органа. В ТУ и в паспорте должен быть указан тип выключателей.

205. Требования к кабельным вводам и форма представления основных технических данных и характеристик электроприводов приведены в приложениях 20 и 21, которые не распространяются на арматуру с ЭМП. Требования приложений 20 и 21 уточняются в конкретных ТУ.

206. Схемы электрических соединений и диаграммы работы переключателей должны соответствовать приложению 21, за исключением арматуры с ЭМП.

207. К монтажу и управлению электроприводами должен допускаться только персонал, изучивший техническое описание и инструкцию по эксплуатации электроприводов и получивший соответствующий инструктаж.

208. При эксплуатации электроприводов должны соблюдаться следующие требования:

электропривод должен быть надежно занулен;

не допускается использовать электроприводы под максимальной нагрузкой при продолжительности включения (далее – ПВ), превышающей ПВ электродвигателя.

209. Комплектующие изделия должны отвечать следующим требованиям:

209.1. комплектующие изделия и элементы должны храниться изготовителем электроприводов в закрытых помещениях в соответствии с ТУ на эти изделия;

209.2. изделия должны соответствовать чертежам и ТУ предприятия-поставщика и сопровождаться соответствующей документацией с указанием характеристик, полученных при испытаниях, гарантийных сроков и заключением о годности;

209.3. детали, узлы и изделия должны подвергаться выборочному входному контролю в следующем объеме:

резиновые и фторопластовые – внешнему осмотру на отсутствие повреждений, обмеру и проверке сопроводительной документации;

электродвигатели, электромагниты и микропереключатели – внешнему осмотру, проверке сопроводительной документации и испытаниям на работоспособность. Параметры испытаний должны быть уточнены в ТУ на электропривод;

209.4. запуск изделий в производство без входного контроля не допускается.

210. При изготовлении должны выполняться следующие требования:

монтаж токоведущих частей должен исключать возможность пробоя изоляции;

на согнутых поверхностях труб диаметром до 25 мм не допускаются гофры высотой более 2 мм, на поверхностях труб диаметром свыше 25 мм – высотой более 3 мм;

перед пайкой места соединения должны быть тщательно очищены от ржавчины, краски, окисной пленки и других загрязнений. В местах пайки не должно быть потеков припоя, местных непропаев, свищей и следов флюса;

применять кислотные флюсы при лужении горячим способом не допускается. Места соединения, подвергающиеся лужению горячим способом, не должны иметь выпуклых или острых наплывов. Толщина слоя покрытия при горячем лужении (если отсутствуют указания в КД) – от 0,05 мм до 0,1 мм.

ГЛАВА 20

ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

211. Требования настоящей главы предъявляются к встроенным и дистанционным электроприводам с двухсторонним ограничителем момента, предназначенным для комплектации запорной арматуры.

212. Рабочее положение электроприводов – любое, при котором двигатель не находится под редуктором.

Электроприводы должны обеспечивать:

перемещение запорного органа арматуры с пульта управления;

перемещение запорного органа арматуры с помощью ручного дублера электропривода;

остановку запорного органа арматуры в любом промежуточном положении нажатием кнопки «СТОП»;

автоматическое отключение электродвигателя концевыми выключателями при достижении запорным органом арматуры крайних положений;

автоматическое отключение электродвигателя выключателями ограничителя момента при достижении заданного значения момента на выходном органе привода во время хода на закрытие и открытие;

световую сигнализацию на пульте управления крайних положений запорного органа арматуры;

световую сигнализацию на пульте управления срабатывания ограничителей момента;

сигнализацию на пульте управления о достижении запорным органом заданного промежуточного положения;

указание крайних и промежуточных положений запорного органа на шкале встроенного указателя (для приводов, устанавливаемых вне оболочки);

исключение самоперемещения запорного органа арматуры под влиянием среды в трубопроводе и внешних факторов.

213. Электроприводы должны быть рассчитаны для работы в повторно-кратковременном режиме с ПВ не менее 25 %, при этом допускается не более шести пусковых режимов в час. Больше количество пусковых режимов должно указываться в ТУ.

Электроприводы должны быть снабжены ручным дублером. Ручной дублер должен подключаться вручную, а отключаться автоматически при пуске электродвигателя.

Уровень звукового давления при работе электропривода не должен превышать 80 дБ на расстоянии 2 м от его наружного контура.

Электроприводы должны иметь два концевых и два путевых выключателя, и выключатели двухстороннего ограничителя момента, которые должны обеспечивать выключение электродвигателя и сигнализацию положения «закрыто», «открыто», «авария».

Регулировка ограничителей момента, концевых и путевых выключателей должна производиться отдельно как в сторону «закрытия», так и в сторону «открытия». Должны быть предусмотрены меры, исключающие самопроизвольный повторный запуск электродвигателя и обеспечивающие начало движения запорного органа с максимальным моментом привода. Допускаемое отклонение крутящего момента от установленного значения не должно быть более ± 10 % от максимального значения диапазона настройки.

Электроприводы должны иметь местные указатели положения. Электроприводы, устанавливаемые под герметичной оболочкой, могут не иметь местных указателей. Основные технические данные и характеристики электроприводов к запорной арматуре должны быть указаны в ТУ по форме согласно приложению 20.

Электроприводы должны выполнять свои функции при параметрах окружающей среды, при которых происходит эксплуатация арматуры.

214. Каждый электропривод должен быть снабжен маркировочной табличкой, на которой должны быть указаны:

наименование или товарный знак изготовителя;

условное обозначение электропривода;

диапазон крутящих моментов, Н·м;

частота вращения, оборотов в минуту;

предельное число оборотов, оборотов;

номинальная мощность, кВт (на маркировочной табличке двигателя);

степень защиты;

масса, кг;

заводской номер;

год выпуска.

215. При консервации следует выбирать консервационные смазки исходя из условий хранения и транспортирования электроприводов.

Выбранный способ нанесения смазки должен обеспечивать на поверхности, подвергаемой консервации, сплошной слой смазки, однородный по толщине, не содержащий при внешнем осмотре пузырьков воздуха, комков и инородных включений. Дата и метод проведения консервации, а также срок ее действия указывается в паспорте на электропривод, оформленном согласно приложению 17.

216. После консервации электроприводы должны быть упакованы в ящики, чертежи которых разрабатывает изготовитель. Перед упаковкой электроприводов отверстия корпусов, штуцеров и другие отверстия должны быть закрыты заглушками.

217. Электроприводы должны подвергаться испытаниям, указанным в пункте 117 настоящих Правил, опытные образцы – в соответствии с требованиями ТЗ и (или) ТУ и НПА, опытно-промышленные и серийные образцы – в соответствии с ТУ.

218. Программы испытаний электроприводов должны разрабатываться и согласовываться при разработке и согласовании программ испытаний арматуры. Приемочные испытания должны проводиться по программам, согласованным с разработчиком арматуры и эксплуатирующей организацией, остальные типы испытаний (кроме приемо-сдаточных) – по программам, согласованным с разработчиком арматуры. Если при испытаниях будет обнаружено несоответствие изделия требованиям ТУ, то должны быть проведены повторные испытания (повторным испытаниям подвергается удвоенное количество образцов).

219. Проверять фактическую массу электропривода следует на опытных образцах и на электроприводах серийного производства, подвергшихся значительному конструктивному изменению, и при замене материалов с большой разницей удельного веса.

220. Необходимо проверить привод на соответствие требованиям пункта 198 настоящих Правил.

221. Сопротивление изоляции (между электрическими цепями и токоведущими частями и корпусом) и электрическую прочность изоляции токоведущих частей следует проверять согласно требованиям НПА.

222. Для проверки электропривода на соответствие требованиям пункта 196 настоящих Правил должны проводиться испытания, подтверждающие работоспособность электропривода в указанных условиях.

223. Проверять степень защиты электроприводов согласно требованиям пункта 195 настоящих Правил следует на стадии приемочных, периодических и типовых испытаний.

224. На основании результатов приемо-сдаточных испытаний необходимо построить график настройки ограничителей момента для каждого электропривода, который необходимо приложить к паспорту на каждый электропривод.

225. Электроприводы относятся к классу ремонтпригодных восстанавливаемых изделий с нормируемой надежностью.

При эксплуатации профилактические осмотры и, в случае необходимости, техническое обслуживание должны требоваться не ранее чем через 15 000 часов.

Срок службы электроприводов (средний или назначенный) – не менее 20 лет.

Межремонтный период – не менее 4 лет. Объем ремонта должен быть указан в инструкции по эксплуатации электропривода.

Назначенный ресурс за межремонтный период – не менее 1500 циклов. Цикл состоит из хода «закрытие–открытие» с перерывами, соответствующими ПВ.

ВБР электропривода должна обеспечивать требования главы 8 настоящих Правил. Доверительную вероятность для расчета нижней доверительной границы ВБР следует принимать равной 0,95. Расчет и подтверждение значений показателей надежности следует проводить в соответствии с пунктами 94 и 95 настоящих Правил.

226. В комплект поставки электропривода должны входить:
электропривод в собранном виде;
паспорт на электропривод;
инструкция по эксплуатации;
комплект запасных частей (в соответствии с КД);
паспорт и инструкция по эксплуатации на электродвигатель (по одному экземпляру на партию).

Инструкцию по эксплуатации допускается поставлять на партию электроприводов, поставляемых в один адрес, но не менее одного экземпляра на 10 изделий.

ГЛАВА 21

ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ

227. Типы, основные параметры и методы испытаний ЭИМ регулирующей арматуры должны соответствовать НПА. ЭИМ должны иметь модификации, позволяющие устанавливать их непосредственно на арматуре или вне арматуры на отдельном основании.

Предпочтительна установка ЭИМ непосредственно на арматуре.

228. ЭИМ должен быть оборудован двумя концевыми и двумя путевыми выключателями. ЭИМ должен быть снабжен ручным дублером, который подключается вручную и автоматически отключается при работе электродвигателя или не должен препятствовать автоматическому управлению.

229. ЭИМ должен иметь местный указатель положения. Указатель положения должен допускать настройку в точках нуль и 100 %. ЭИМ, устанавливаемый под оболочкой, может не иметь местного указателя.

230. Механизмы должны быть работоспособны и сохранять технические характеристики при внешних вибрационных воздействиях частотой от 5 Гц до 120 Гц с виброускорением до 10 м/с^2 (амплитудное значение).

231. Сопротивление изоляции электрических цепей ЭИМ относительно корпуса и между собой при температуре окружающей среды $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ и относительной влажности не более 80 % должно быть не менее 20 МОм.

232. Все выводы от электродвигателя, от контактов выключателей и от указателя положения должны быть выведены без перемычек на один общий ряд зажимов (или электрический соединитель) согласно приложению 20.

Должна быть предусмотрена возможность установки перемычек между зажимами коммутационной коробки со стороны подключения кабелей или между контактами ответной части электрического соединителя.

233. Пусковой крутящий момент (усилие) ЭИМ при номинальном напряжении питания должен превышать номинальный момент (усилие) не менее чем в 1,7 раза.

234. Величину люфта и выбега выходного органа ЭИМ следует принимать в соответствии с НПА. Для электрических многооборотных механизмов без элементов самоторможения требования к величине люфта не предъявляются. Значения величины выбега должны быть указаны в ТУ.

235. ЭИМ должен поставляться со встроенным электрическим датчиком положения с унифицированным токовым сигналом 4–20 мА и устройством его питания от сети 220 В переменного тока. Поставка ЭИМ с токовыми сигналами 0–5 мА и 0–20 мА указывается отдельно (при его заказе).

Допускается выполнение датчика с выносными блоками. Расстояние от ЭИМ до выносного блока – до 100 м (расстояние более 100 м оговаривается в ТУ).

236. ЭИМ должны быть рассчитаны для работы в повторно-кратковременном реверсивном режиме с числом включений не менее 320 ч^{-1} и ПВ не более 25 % при нагрузке на выходном органе в пределах от номинального значения противодействующей нагрузки до 0,5 номинального значения сопутствующей нагрузки. При этом ЭИМ должны допускать работу в течение 1 часа в повторно-кратковременном реверсивном режиме с числом включений до 630 ч^{-1} и ПВ до 25 % со следующим повторением не менее чем через 3 часа. Интервал времени между выключением и включением на обратное направление должен быть не менее 50 мс.

Возможна поставка ЭИМ с числом включений до 320 ч^{-1} , что должно оговариваться в ТУ.

237. ЭИМ должен допускать возможность работы в режиме плавного регулирования.

238. Установочное положение ЭИМ любое, за исключением случаев с применением жидкой смазки. Возможность установки арматуры электроприводом вниз должна согласовываться дополнительно с изготовителем.

239. ВБР ЭИМ за период до капитального ремонта должна быть не ниже:

0,98 – для устанавливаемых в системах безопасности;

0,97 – для устанавливаемых в системах НЭ, важных для безопасности;

0,92 – для устанавливаемых в других системах НЭ.

Средний срок службы ЭИМ – не менее 20 лет.

ЭИМ должны нормально функционировать в течение 15 000 часов без технического обслуживания и ремонта.

240. ЭИМ должны обеспечивать фиксацию положения выходного органа под нагрузкой при прекращении подачи напряжения питания.

Для электрических многооборотных механизмов требования к фиксации не предъявляются.

241. ЭИМ для запорно-регулирующей арматуры следует изготавливать в исполнении, допускающем затормаживание выходного органа нагрузкой. При этом механизмы должны развивать момент (усилие) не менее 1,7 от номинального значения. Время нахождения механизма в заторможенном состоянии – не более 3 секунд, после чего ЭИМ должны быть отключены.

Допустимое время нахождения ЭИМ в заторможенном состоянии и величины перемещения выходного органа под действием нагрузки после отключения должны устанавливаться в ТУ на ЭИМ конкретных типов.

242. ЭИМ для запорно-регулирующей арматуры должны поставляться с ограничителями наибольшего момента (усилия).

243. К ЭИМ требования к работоспособности в аварийном режиме «большой течи» и после него не предъявляются.

244. В комплект ЭИМ должны входить специальный монтажный инструмент (при необходимости); запасные части и принадлежности в количестве, удовлетворяющем потребность эксплуатации ЭИМ в течение межремонтного периода.

245. К каждому ЭИМ следует прилагать паспорт, инструкцию по эксплуатации, чертеж общего вида (при его отсутствии в инструкции по эксплуатации), чертежи общих видов и обозначения быстроизнашиваемых деталей.

246. Каждый ЭИМ должен быть снабжен табличкой, на которую следует наносить наименование или товарный знак изготовителя; условное обозначение; номинальный крутящий момент (усилие), Н·м (Н); номинальное напряжение питания, В; номинальное время полного хода выходного органа, с; номинальное значение полного хода выходного органа, мм; обороты, с⁻¹; степень защиты; масса, кг; заводской номер; год выпуска.

247. Консервация, упаковка, правила приемки ЭИМ производятся и устанавливаются в соответствии с пунктами 215–224 настоящих Правил.

ГЛАВА 22

ПНЕВМОПРИВОДЫ С ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩЕЙ ОТСЕЧНОЙ АРМАТУРЫ

248. Пневмоприводы, предназначенные для эксплуатации в комплекте с арматурой в системах безопасности АЭС, должны быть устойчивы к окружающей среде, дезактивирующим растворам и сейсмическим воздействиям в не меньшей степени, чем комплектуемая ими арматура, и удовлетворять требованиям ТУ и КД.

249. Параметры пневмоприводов:

управляющая среда – воздух;

давление управляющего воздуха – $(4,5 \pm 0,5)$ МПа (допускается повышение давления до 5,5 МПа при срабатывании предохранительной арматуры);

температура управляющего воздуха – от -10 °С до $+60$ °С;

точка росы – не выше – 10 °С.

250. В ТУ на арматуру с пневмоприводом должны быть указаны расход номинальный сжатого воздуха на одно срабатывание, величина утечек в пневмоприводе и минимальное давление при срабатывании.

251. Каждый пневмоприводной клапан должен управляться от индивидуального установленного на нем распределителя. Изолирующая арматура должна допускать возможность принудительного (вручную) ее закрытия по месту.

252. Запорный орган пневмоприводной арматуры не должен менять своего положения («закрыто» или «открыто») при аварийном прекращении подачи воздуха не менее 10 часов. Время нахождения арматуры в положении после срабатывания не ограничено.

253. В случае аварийной потери давления управляющего воздуха (не менее 10 часов) распределитель должен обеспечивать от ЭМП одно его срабатывание (открытие или закрытие).

254. При разработке арматуры должно быть учтено, что при повышении температуры окружающей среды до 250 °С системы управления арматурой также прогреваются до этих температур, что соответственно приводит к повышению давления в системах управления пневмоарматурой.

255. Пневмопривод и пневмораспределитель должны быть устойчивы к многократным пневматическим испытаниям герметичной оболочки и расположенного в ней оборудования в соответствии с НПА. Конструкция пневмопривода и пневмораспределителя должна исключать попадание воды в них при работе.

256. Внешнее и внутреннее оформление пневмопривода должно обеспечивать максимально возможное удаление осадков, продуктов коррозии, пыли и других загрязнений.

257. Присоединение пневмораспределителей следует выполнять под трубу 14 x 2 (материал – сталь 08X18H10T).

258. Электропитание катушек пневмораспределителей – переменный ток 220 В, 50 Гц, либо выпрямленный (выпрямителем, входящего в состав распределителя) постоянный ток. Допустимые отклонения напряжения и частоты – в соответствии с пунктом 196 настоящих Правил. Потребляемая мощность электромагнита управления (в одну сторону) должна быть не более 60 ВА.

259. Арматура с пневмоприводом должна иметь концевые выключатели для управления электромагнитами пневмораспределителя и сигнализации крайних и промежуточных положений арматуры.

Выключатели должны работать в следующих условиях:

два противоположных контакта выключателей, замкнутые в конечном и в промежуточном положении – в цепях обмоток соответствующих электромагнитов управления для разрыва их цепей после завершения операции открытия или закрытия; коммутационная способность их определяется параметрами обмоток электромагнитов;

остальные контакты выключателей – согласно части второй пункта 197 настоящих Правил.

260. Пневмоприводы относятся к классу ремонтпригодных изделий. При эксплуатации профилактические осмотры и в случае необходимости техническое обслуживание должны требоваться не ранее чем через 15 000 часов непрерывной работы. Средний срок службы пневмоприводов – не менее 20 лет. Межремонтный период – не менее 4 лет. Назначенный ресурс за межремонтный период – 1000 циклов. ВБР привода за 25 циклов или за межремонтный период должна быть не ниже 0,998.

261. Требования к изготовлению, испытаниям, комплектности, маркировке, консервации, упаковке, приемке пневмопривода устанавливаются в соответствии с требованиями к арматуре, с которой комплектно поставляется пневмопривод.

ГЛАВА 23

ЭМП

262. Требования настоящей главы распространяются на ЭМП (в том числе встроенные) регулирующей, запорной арматуры, ИК и управляющих клапанов, входящих в состав ИПУ.

263. ЭМП могут изготавливаться как с ручным дублером, так и без него, что должно указываться в ТУ на ЭМП.

264. ЭМП должны оснащаться устройствами для дистанционной сигнализации крайних положений выходного вала (штока).

265. При исчезновении электропитания шток ЭМП должен занимать одно из исходных положений в зависимости от исполнения (на закрытие или открытие арматуры). ЭМП, предназначенный для установки в системах безопасности, при исчезновении электропитания должен сохранять свое положение не менее 24 часов.

266. ЭМП должен иметь два или четыре переключателя положения. Количество переключателей и их схема должны приводиться в ТУ.

267. Конструкция ЭМП должна обеспечивать замену катушек электромагнита и переключателей положения. Должна быть предусмотрена возможность регулировки переключателей положения.

268. Все выводы от всех электрических элементов должны быть выведены без перемычек на один общий ряд зажимов (или электрический соединитель), что указывается в ТЗ и ТУ. Ряд зажимов (или соединитель) должен иметь ту же степень защиты, что и ЭМП, и должен быть рассчитан на подключение двух кабелей: одного – для силовых цепей, другого – для контрольных. Вводы силового и контрольного кабелей в пределах одной коробки должны быть разделены во избежание влияния силовых цепей на контрольные. Ряд зажимов или электрический соединитель должны быть рассчитаны на подключение силового кабеля сечением медной жилы 2,5 мм², контрольного кабеля – 0,5–1,5 мм². Величины наружных диаметров кабелей должны указываться в ТЗ и ТУ. Необходимо обеспечивать герметичную заделку кабелей. Кабельные вводы должны входить в комплект поставки привода. На силовой коробке должна быть предусмотрен зажим «земля». На контрольной коробке должна быть предусмотрен зажим «земля» для подключения экрана контрольного кабеля.

269. ЭМП должны осуществлять:
закрытие и открытие арматуры дистанционно с пульта управления;
сигнализацию на пульте управления крайних положений арматуры;
исключение самопроизвольного перемещения плунжера или золотника арматуры под воздействием рабочей среды в трубопроводе;
обеспечение заданного положения плунжера регулирующей арматуры.

270. ЭМП должны соответствовать требованиям НПА по электромагнитной совместимости и проходить соответствующие испытания.

271. Режимы работы ЭМП: продолжительный; повторно-кратковременный; кратковременный. Требования к режимам работы ЭМП должны указываться в ТЗ и ТУ.

272. Основные параметры ЭМП, которые должны контролироваться и указываться в паспорте:

- сопротивление обмоток при 20 °С;
- сопротивление изоляции;
- электрическая прочность изоляции;
- номинальный ход якоря (при поставке ЭМП как комплектующего изделия);
- тяговое усилие и (или) усилие толкания (при поставке ЭМП как комплектующего изделия);
- усилие удержания (при поставке ЭМП как комплектующего изделия);
- напряжение питания, род тока;

режим работы;
работоспособность при эквивалентном напряжении (только для ЭМП постоянного тока);

электромагнитная совместимость;

потребляемая мощность;

потребляемая мощность в режиме удержания (если такой режим предусмотрен).

Величины указанных в части первой настоящего пункта параметров определяются на основании испытаний ЭМП отдельно или в составе арматуры.

273. Класс нагревостойкости электромагнитов в зависимости от условий работы и температуры окружающей среды должен выбираться в соответствии с требованиями НПА. Для электромагнитов, предназначенных для оснащения устанавливаемой в гермооболочке арматуры с классификационным обозначением 1А, 2ВIIа, 2ВIIв, 2ВIIа, 2ВIIв, 2ВIIс класс нагревостойкости должен быть не ниже 250 °С.

274. Электромагниты ЭМП следует относить к невосстанавливаемым изделиям. ЭМП следует относить к классу ремонтпригодных изделий. При эксплуатации профилактические осмотры и в случае необходимости техническое обслуживание должны требоваться не ранее чем через 40 000 часов непрерывной работы.

275. Для оценки надежности ЭМП, поставляемых как комплектующие изделия, должны устанавливаться следующие показатели: ВБР, средний ресурс; наработка на отказ. Значения показателей надежности должны указываться в ТЗ и ТУ на ЭМП.

276. Для ЭМП должны устанавливаться следующие виды испытаний: приемочные, квалификационные, приемо-сдаточные, периодические, типовые. Приемочные и квалификационные испытания ЭМП должны проводиться по программам и методикам, подготовленным разработчиком ЭМП и согласованным с разработчиком арматуры и эксплуатирующей организацией. При приемочных и квалификационных испытаниях должна оцениваться нагревостойкость. Все виды испытаний должны выполняться в соответствии с требованиями НПА, распространяющейся на электромагниты управления.

277. Каждый ЭМП должен иметь маркировку в соответствии с требованиями ТУ. Маркировка должна содержать:

наименование изготовителя или его товарный знак;

обозначение ЭМП;

номинальное напряжение и род тока питающей сети;

номинальное тяговое усилие;

частоту питающей сети (для ЭМП переменного тока);

режим работы ПВ;

массу;

год выпуска.

278. Каждый ЭМП должен поставляться с паспортом, в котором должны быть указаны основные технические характеристики и результаты приемо-сдаточных испытаний.

279. ЭМП, предназначенные для поставки как комплектующие изделия, должны поставляться со следующей технической документацией:

паспорт;

сборочный чертеж;

инструкция по эксплуатации;

упаковочный лист.

Допускается поставка одного комплекта технической документации на партию изделий не более 10 единиц.

Таблица характеристик рабочих сред

1. Теплоноситель I контура*	
При работе на мощности	
Значение pH	5,8–10,3
Концентрация (калий + литий + натрий), мг · экв/л	0,05–0,45
Концентрация аммиака, мг/л	выше 3,0
Концентрация водорода, мг/л	2,2–4,5
Концентрация кислорода, мг/л	< 0,005
Концентрация хлорид-иона, мг/л	0,1 (кратковременно, не более 1 суток допускается 0,2 мг/л)
Концентрация борной кислоты, г/л	до 10
Радиоактивность, Бк/л	$3,7 \times (10^6 - 10^9)$
Концентрация продуктов коррозии:	
при работе в установившемся режиме, мг/л	0,05
при переходных режимах, мг/л	1,0
При расхолаживании I контура и перегрузке топлива	
Значение pH	> 4,3
Концентрация борной кислоты, г/л	< 16
Концентрация хлоридов, мг/л	0,15
Радиоактивность, Бк/л	$3,7 \times (10^2 - 10^9)$
2. Кислота (раствор)	
I тип	
HNO ₃ < 60 % или смесь 10–30 г/л H ₂ C ₂ O ₄ + 1 г/л HNO ₃ или смесь (10–30) г/л H ₂ C ₂ O ₄ + 0,5 г/л H ₂ O ₂ или борная кислота 40 г/л или H ₂ SO ₄ < 98 % Радиоактивность, Бк/л	$3,7 \cdot (10^2 - 10^7)$
II тип	
HNO ₃ 5-процентная Радиоактивность (после регенерации фильтров), Бк/л	$3,7 \times 10^8$
3. Щелочь (раствор)	
I тип	
NaOH < 40 % или KOH < 40 % или смесь 30 г/л NaOH + (2–5) г/л KMnO ₄ или аммиак < 25 % Радиоактивность, Бк/л	$3,7 \times (10^2 - 10^7)$
II тип	
NaOH 5-процентная Радиоактивность (после регенерации фильтров), Бк/л	$3,7 \times 10^8$
4. Подпиточная вода («чистый» конденсат, обессоленная вода)	
Значение pH	5,9–10,3
Концентрация аммиака, мг/л	≥ 3,0
Концентрация хлорид-иона, мг/л	< 0,1
Концентрация кислорода, мг/л	< 0,02
Концентрация натрия, мг/л	< 1,0
Концентрация кремниевой кислоты, мг/л	< 0,5
Концентрация железа, мг/л	< 0,05
Концентрация нефтепродуктов, мг/л	< 0,1
Радиоактивность, Бк/л	$3,7 \times (10^{-1} - 10^2)$
5. Пульпа	

I тип (для прямооточных клапанов) Дистиллят в смеси с фильтроматериалом (иониты, активированный уголь, сульфуголь, антрацит) в соотношении 5:1; размер зерен (0,5–1,5) мм. Радиоактивность, Бк/л	3,7 x (10 ⁵ –10 ¹¹)
II тип Конденсат в смеси с фильтроматериалом (ионит, пермит) в соотношении 2:1; размер зерен (0,3–2) мм. Радиоактивность, Бк/л	3,7 x (10 ⁵ –10 ¹¹)
6. Трапные воды	
I тип	
Значение pH	5–12
Жесткость общая, мг·экв/л	< 1,0
Щелочность карбонатная, мг·экв/л	< 100
Щелочность бикарбонатная, мг·экв/л	< 5,0
Щелочность гидратная, мг·экв/л	< 5,0
Окисляемость, мг/л KMnO ₄	< 1000
Содержание взвешенных частиц(в том числе абразивных) размером 0,2 мм	< 2 % по весу
Удельная активность, Бк/л	3,7 x (10 ⁴ –10 ⁸)
Концентрация хлоридов, мг/л	до 100
II тип	
Значение pH	4–12
Жесткость, мг·экв/л	0,1–0,2
Щелочность гидратная, мг·экв/л	до 12,5
Нитраты, мг·экв/л	до 94,5
Карбонаты, мг·экв/л	до 26,4
Сульфаты, мг·экв/л	до 7,0
Фосфаты, мг·экв/л	до 2,0
Хлориды, мг х экв/л	до 30
Синтетические детергенты, мг/л	100–500
Гидроокись марганца, мг/л	50–100
Тиомочевина, г/л	10–25
Радиоактивность, Бк/л	3,7 x (10 ⁶ –10 ⁷)
Содержание взвешенных частиц	до 2 % по массе
7. Концентрат солей (кубовый остаток выпарных установок)	
I тип	
Общее солесодержание, г/л	400
Азотнокислый натрий, г/л	160–20
Щавелевокислый натрий, г/л	30–60
Борнокислый натрий, г/л	40–60
Углекислый натрий, г/л	20–50
Едкий натр, г/л	30–60
Органические вещества, г/л	20–40
Взвешенные вещества, г/л	5–10
Радиоактивность, Бк/л	3,7 x (10 ⁷ –10 ¹¹)
II тип	
Азотнокислый натрий, г/л	287,2
Азотнокислый калий, г/л	60
Сернокислый натрий, г/л	20
Азотнокислый кальций, г/л	18,8
Фосфат натрия, г/л	4,0
Сульфанол, г/л	0,5
Общее солесодержание, г/л	400
Радиоактивность, Бк/л	3,7 x (10 ⁸ –10 ⁹)
Содержание взвешенных частиц, г/л	5–10
8. Масло	
Тип МТ-22 (турбинное масло)	
Негорящее масло (ОНТИ)	

9. Азот (для потребностей систем I контура)	
10. Пар (из парогенераторов)	
Радиоактивность, Бк/л	$3,7 \times (10^{-2}-10)$
11. Питательная вода парогенераторов	
Удельная электропроводимость, мкСм/см	$< 0,5$
Растворенный кислород, мкг/л	< 50
Значение pH	$9,2 \pm 0,2$
Концентрация железа, мкг/л	< 15
Концентрация меди, мкг/л	< 3
Концентрация нефтепродуктов, мкг/л	< 100
Радиоактивность, Бк/л	$3,7 \times (1-10^3)$
12. Продувочная вода парогенераторов	
Удельная электропроводимость, мкСм/см	$< 5,0$
Натрий, мкг/л	< 300
Хлорид-ион, мкг/л	< 100
Сульфат-ион, мкг/л	< 200
Значение pH	$8,5-9,2$
13. Газовые сдвухи I контура (после системы сжигания водорода): азот – 93 % кислород – 2 аммиак – 5 % механические примеси абразивностью не обладают; размер частиц 70 мкм	
14. Техническая вода	
I тип	
Значение pH	$6,0-9,0$
Жесткость, мг·экв/л	до 10
Хлориды, мг/л	до 300
Сульфаты, мг/л	до 600
Нитраты, мг/л	до 15
Фосфаты, мг/л	до 15
Окисляемость, мг O ₂ /л	до 20
Содержание взвешенных частиц, мг/л	до 50 (периодически до 20 сут в году – не более 500 мг/л)
Общее солесодержание, мг/л	до 2000
Температура, °C	до 80
II тип	
Значение pH	$6,0-9,0$
Жесткость, мг·экв/л	до 10
Хлориды, мг/л	до 300
Сульфаты, мг/л	до 600
Нитраты, мг/л	до 15
Фосфаты, мг/л	до 20
Окисляемость, мг O ₂ /л	до 20
Содержание взвешенных частиц, мг/л	до 50 (периодически до 20 сут. в году – < 500 мг/л)
Общее солесодержание, мг/л	до 2000
Температура, °C	до 80
15. Питательная вода	
Значение pH	7,0
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см	$< 0,1$
Продукты коррозии железа, мкг/л	< 10
Кислород, мг/кг	до 2
Радиоактивность, Бк/л	до $1,5 \times 10^5$
16. Конденсат	
Значение pH	7,0
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см	$< 0,1$
Жесткость, мкг·кв/л	0,08–0,2
Кремниевая кислота, мкг/л	10–20

Хлорид-ион + фторид-ион, мкг/л	2–4
Продукты коррозии железа, мкг/л	< 5
Продукты коррозии меди, мкг/л	1–2
Кислород, мкг/кг	до 0,2
Радиоактивность, Бк/л	до $3,7 \times 10^5$
17. Радиоактивные газы	
Воздух, водород, азот, гелий, инертные газы и смеси газов	
Радиоактивность	
жидкий азот, Бк/л	$7,4 \times 10^9$
газообразный азот, Бк/л	$3,7 \times 10^7$
эжекторные газы, Бк/л	$11,1 \times 10^8$
18. Дезактивационные растворы	
Радиоактивность, Бк/л	$3,7 \times (10^5-10^6)$

* В рабочих средах, приведенных в пунктах 1, 2 (I тип), 3 (I и II тип), 4, 5 (I тип), 8–13 допускается наличие отдельных частиц размером до 100 мкм неабразивного характера. Использование других сред должно быть согласовано с разработчиком арматуры.

Приложение 2
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Перечень условных обозначений

A_5 – относительное удлинение пятикратного образца при статическом разрушении во время испытаний на растяжение
 DN – номинальный диаметр
 HB – твердость по Бринеллю
 IP – степень защиты, обеспечиваемая оболочками
 R_a – среднее арифметическое отклонение профиля поверхности
 R_m – минимальное значение временного сопротивления материала
 $R_{p0.2}$ – минимальное значение предела текучести материала
 R_z – высота неровности профиля поверхности по 10 точкам
 $T_{ко}$ – критическая температура хрупкости
 $T_{рн}$ – полный назначенный ресурс
 Z – относительное сужение площади поперечного сечения образца при статическом разрушении во время испытаний на растяжение
 ξ – коэффициент сопротивления

Приложение 3
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Классификация арматуры по назначению и условиям эксплуатации

Класс арматуры (классификационное обозначение арматуры)	Класс безопасности*	Группа арматуры	Категория сварного соединения**	Характеристика класса арматуры	
				расчетное давление	назначение и условия эксплуатации
1А	1	А	I	до 25 МПа включительно	арматура, относящаяся к группе А
2ВIIа	2	В	IIа	свыше 5 МПа	арматура, относящаяся к группе В, работающая постоянно или периодически в контакте с теплоносителем активностью выше или равной $3,7 \times 10^5$ Бк/л, или активностью менее $3,7 \times 10^5$ Бк/л, но доступ к которой не разрешается при работе реактора
2ВIIв			IIв	до 5 МПа включительно	
2ВIIIа	2	В	IIIа	свыше 5 МПа	арматура, относящаяся к группе В, работающая в контакте с теплоносителем активностью менее $3,7 \times 10^5$ Бк/л и доступ к которой разрешается при работе реактора
2ВIIIв			IIIв	свыше 1,7 до 5 МПа	
2ВIIIс			IIIс	до 1,7 МПа включительно и вакуум	
3СIIа	3	С	IIа	св. 5 МПа	арматура, относящаяся к группе С, в том числе арматура, находящаяся в гермозоне, доступ к которой не разрешен во время работы реактора
3СIIв			IIв	свыше 1,7 до 5 МПа	
3СIIс			IIс	до 1,7 МПа включительно и вакуум	
4	4	—	—	до 25 МПа включительно	арматура систем НЭ АЭС, не влияющая на безопасность, и не вошедшая в классы безопасности 1, 2 или 3 (арматура общепромышленная)

* Класс безопасности определен в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Общие положения обеспечения безопасности атомных электростанций».

** Категория сварного соединения определена в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Организация и выполнение сварочных работ на объектах использования атомной энергии», утвержденными постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12 июня 2017 г. № 26.

Приложение 4

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблица сочетаний значений расчетных давлений и температур для задвижек, кранов, клапанов регулирующих, клапанов запорных сильфонных, обратной арматуры

Расчетное давление P_p , МПа	Расчетная температура T_p , °C
1,0	150
1,0	200
1,6	200
2,5	250
4,0	250
4,0	350
4,0	450
6,0	300
8,6	300
11,0	300
12,0	250
14,0	350
18,0	350
18,0	400
18,0	500
20,0	300
25,0	250

Приложение 5

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Перечень основных технических параметров и характеристик арматуры

1. Основные технические данные и характеристики в ТУ приводят в табличной форме или в тексте.

2. Для всех видов и типов арматуры таблица основных технических данных и характеристик должна содержать:

- обозначение;
- номинальный диаметр DN ;
- расчетное давление P_p , МПа (кгс/см^2), – для классов безопасности 1, 2 и 3;
- номинальное давление P_N (или рабочее давление $P_{\text{раб}}$) без указания размерности, а в скобках в МПа – для класса безопасности 4;
- расчетную температуру (температуру рабочей среды);
- рабочую среду;
- материал корпуса (для исполнений с ответными фланцами указывают также материал ответных фланцев);
- класс арматуры (классификационное обозначение) согласно приложению 3;
- место установки (в обслуживаемых помещениях – П, в боксах – Б, под оболочкой или гермозона – О);
- герметичность затвора при приемо-сдаточных испытаниях при изготовлении (класс герметичности или значение утечки с указанием испытательной среды и давления испытаний);
- тип корпуса (проходной – «П», угловой – «У», Z-образный – «Z», прямооточный – «ПР»);

тип присоединения к трубопроводу;
стыкуемую трубу;
диаметр расточки;
тип разделки;
способ управления;
массу.

3. Для запорной арматуры дополнительно вносят:
способ управления;
тип привода и мощность;
максимальный крутящий момент на выходном валу арматуры при перемещении на закрытие и на открытие;
крутящий момент на уплотнение и страгивания с состояния «Закрытие»;
число оборотов выходного вала до полного закрытия;
время открытия или закрытия;
коэффициент сопротивления ξ .

4. Для обратной арматуры дополнительно вносят:
допустимые утечки в затворе при рабочем и при минимальном давлении;
коэффициент сопротивления ξ и зависимость коэффициента сопротивления от скоростного давления $\xi = f(\rho v^2 / 2)$.

5. Для регулирующей арматуры дополнительно вносят:
условную пропускную способность K ;
вид пропускной характеристики $K_v = f(h)$ ($K_v = f(\alpha)$);
диапазон регулирования;
кавитационные характеристики (по требованию заказчика) – коэффициент кавитации K_c , коэффициент критического перепада давления K_m , допустимый перепад давления (бескавитационный) ΔP_c , критический перепад давления ΔP_m ;
параметры исполнительного механизма (тип и мощность);
максимальный крутящий момент (усилие);
число оборотов выходного органа до полного закрытия;
время совершения полного хода, с.

6. Для предохранительной арматуры дополнительно вносят:
диаметр входа/выхода, мм;
тип корпуса (проходной, угловой);
давление настройки P_n ;
давление полного открытия $P_{по}$;
давление закрытия P_z ;
противодавление на выходе из клапана;
коэффициент расхода α (по газу и (или) жидкости);
диаметр отверстия в седле d_c или площадь отверстия в седле F ;
расчетную величину реактивной силы при срабатывании в атмосферу (по требованию заказчика).

7. Для арматуры с ЭМП дополнительно вносят:
тип привода, мощность;
номинальный ход якоря, мм;
сопротивление обмоток при 20 °С;
сопротивление изоляции;
напряжение питания, род тока;
режим работы ПВ;
класс нагревостойкости;
время открытия или закрытия.

8. Для отключающих клапанов (устройств) дополнительно вносят расход срабатывания.

9. Для регуляторов давления дополнительно вносят:
 зону регулирования (зону пропорциональности, предел пропорциональности);
 условную пропускную способность;
 пропускную характеристику;
 постоянную времени;
 диапазон настройки;
 минимальный перепад давления, при котором обеспечивается работоспособность регулятора.

Приложение 6
 к нормам и правилам
 по обеспечению ядерной
 и радиационной безопасности
 «Правила устройства и безопасной
 эксплуатации трубопроводной
 арматуры, применяемой для объектов
 использования атомной энергии»

**Таблица параметров окружающей среды в зоне локализации аварии (под оболочкой)
 АЭС**

Параметр	Режим НЭ	Режим компенсируемой «малой течи»	Режим некомпенсируемой «малой течи»	Аварийный режим «большой течи»	Режим запроектной аварии
в герметичной оболочке					
Температура, °С	от 15 до 60	до 90	до 125	до 150 до 190 (70 с)	до 150 до 207 (5 ч) до 250 (1 ч)
Абсолютное давление, МПа	от 0,085 до 0,103	от 0,079 до 0,17	от 0,079 до 0,25	от 0,079 до 0,5	до 0,5
Относительная влажность, %	до 90	парогазовая смесь			
Объемная активность, Бк/л, не более	$7,4 \times 10^4$	$3,7 \times 10^7$	4×10^8	4×10^9	5×10^{11}
Мощность поглощенной дозы облучения, Гр/ч, не более*	1,0	1,0	10	100	2×10^4
Время существования режима, ч, не более	—	10	10	24	72
Расчетная частота возникновения режима, раз в год	—	0,5	0,5	один раз за срок службы	
Послеаварийная температура, °С	—	от 20 до 60	от 20 до 60	от 20 до 60	от 20 до 60
Послеаварийное абсолютное давление, МПа	—	от 0,09 до 0,12	от 0,09 до 0,12	от 0,09 до 0,12	от 0,09 до 0,12
Время существования параметров после аварии, сут	—	30	30	30	до 300
в необслуживаемых помещениях для зоны контролируемого доступа					
Температура, °С	60	—	—	—	—
Влажность, %	90	—	—	—	—

Давление, Па	разрежение до 50	—	—	—	—
в периодически обслуживаемых помещениях для зоны контролируемого доступа					
Температура, °С	45	—	—	—	—
Влажность, %	80	—	—	—	—
Давление, Па	разрежение до 50	—	—	—	—
в обслуживаемых помещениях для зон контролируемого доступа и свободного доступа					
Температура, °С	45	—	—	—	—
Влажность, %	80	—	—	—	—
Давление, Па	атмосферное	—	—	—	—

* Максимально возможная мощность поглощенной дозы приведена для оценки радиационной стойкости материалов, применяемых для изготовления арматуры и комплектующих ее изделий.

Приложение 7
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблица коэффициентов сопротивления при полностью открытом затворе арматуры

Тип арматуры	Номинальный диаметр, <i>DN</i>	Направление подачи среды	Коэффициент сопротивления, ξ , не более
Полнопроходная задвижка	до 200 включ.	любое	1,5
	свыше 200		1,0
Дисковый затвор*	Все		3,0
Полнопроходный кран			0,3
Неполнопроходный кран			0,8
Сильфонный клапан; сальниковый клапан	до 50 включ.	под золотник	7,5
	свыше 50		5,5
	до 50 включ.	на золотник	9,0
	свыше 50		7,0
Герметический клапан (гермоклапан, герметический затвор)	Все		3,0
Обратный затвор		одностороннее (по стрелке)	
Обратный клапан			6,0
Клапан СИ		любое	не нормируется
Отключающий клапан (отключающее устройство)		одностороннее (по стрелке)	

* Коэффициент сопротивления неполнопроходных задвижек и дисковых затворов устанавливается по согласованию с заказчиком.

Приложение 8

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблица классов герметичности затворов запорной, обратной, предохранительной и регулирующей арматуры

Вид арматуры	Тип арматуры	Класс герметичности затвора							
		A	AA	B	C, CC	D	E	II, III	III, IV
Запорная $DN < 300$	все типы с мягким уплотнением	+	+	+	+				
	все типы с уплотнением «металл по металлу»		+	+	+	+			
	клапаны с ЭМП			+	+	+			
Запорная $DN \geq 300$	клапаны с мягким уплотнением		+	+	+	+			
	клапаны с уплотнением «металл по металлу»			+	+	+			
	клапаны с ЭМП			+	+	+	+		
Обратная	Затворы					+	+		
	Клапаны				+	+	+		
Предохранительная	Клапаны				+	+	+		
Регулирующая	двухседельные клапаны							+	
	односедельные и клеточные клапаны								+

Приложение 9

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Значения нагрузок на патрубки арматуры от трубопроводов

1. В таблицах 1–8 настоящего приложения указаны значения нагрузок, передающихся от трубопроводов с разделкой под сварку. При этом допускается принимать значения нагрузок от трубопроводов, отличные от значений, указанных в настоящем приложении, если это подтверждается соответствующим расчетным обоснованием. Методика определения допускаемых нагрузок на патрубки арматуры приведена в таблице 9 настоящего приложения. Для арматуры, не указанной в таблицах 1–8, нагрузки на патрубки определяет разработчик проекта АЭС.

В качестве аварийной ситуации рассматривается разрыв присоединительного трубопровода.

2. Обозначения в таблицах:

M_B, F_B – момент и сила от массы трубопровода;

M_P, F_P – размахи момента и силы от температурной компенсации трубопровода;

$M_{ПЗ}, F_{ПЗ}$ – момент и сила от совместного воздействия массы трубопровода и ПЗ;

$M_{МЗ}, F_{МЗ}$ – момент и сила от совместного воздействия массы трубопровода и МРЗ;

$M_{авс}$ – момент от совместного воздействия массы трубопровода и реактивной силы при разрыве трубопровода;

$M_{рпз}, F_{рпз}$ – размахи момента и силы;

АР – аварийный режим;

ПЗ – проектное землетрясение.

3. При оценке усталостной прочности количество расчетных циклов изменения нагрузок от температурной компенсации трубопроводов (размахов моментов и сил) за срок службы корпуса принимается 2 000.

4. Размахи момента $M_{рпз}$ и силы $F_{рпз}$ при воздействии ПЗ принимаются равными:

$$M_{рпз} = 2 (M_{пз} - 0,2 M_B);$$

$$F_{рпз} = 2 (F_{пз} - 0,2 F_B).$$

5. АР учитывается только для быстродействующей отсечной арматуры.

6. Направление векторов моментов произвольное. Силы направлены вдоль оси патрубков арматуры.

7. При определении размахов и амплитуд приведенных напряжений в качестве минимального значения приведенных напряжений принимается ноль.

8. В таблицах настоящего приложения размерность моментов – кН·м, сил – кН.

Таблица 1

Нагрузки на патрубки арматуры от трубопроводов из стали 08X18H10T
для $P_p = 18,0$ МПа, $T_p = 350$ °С и $P_p = 20,0$ МПа, $T_p = 300$ °С

Диаметр условный, DN	Размеры трубы, мм	Режим и величина нагрузок								
		НЭ, M_B , кН·м	НЭ, M_p , кН·м	НЭ, F_B , кН	НЭ, F_p , кН	НЭ + ПЗ, $M_{пз}$, кН·м	НЭ + ПЗ, $F_{пз}$, кН	НЭ + МРЗ, $M_{мз}$, кН·м	НЭ + МРЗ, $F_{мз}$, кН	НЭ + АР, $M_{авс}$, кН·м
10	14 x 2	0,0204	0,0485	0,40	0,96	0,0262	0,050	0,030	0,56	0,0302
15	18 x 2,5	0,0426	0,102	0,60	1,43	0,055	0,724	0,063	0,82	0,0633
25	32 x 3,5	0,187	0,468	1,37	3,43	0,246	1,71	0,284	1,95	0,302
32	38 x 3,5	0,253	0,66	1,78	4,64	0,342	2,23	0,40	2,52	0,448
50	57 x 5,5	0,951	2,44	3,27	8,39	1,26	4,08	1,24	4,63	1,59
65	76 x 7	1,84	4,96	5,03	13,60	2,50	6,29	2,93	7,12	3,35
80	89 x 8	2,93	7,90	6,37	17,20	3,97	7,96	4,66	9,03	5,34
80	108 x 12	6,12	15,90	8,52	22,10	8,15	10,60	9,51	12,10	10,40
100	133 x 14	11,10	29,10	11,60	22,40	14,90	14,55	17,40	16,50	19,10
125	159 x 17	19,30	50,40	15,20	39,70	25,80	19,02	30,10	21,60	33,00
225 ¹	273 x 25	80,40	221,00	34,20	93,90	109,70	42,80	129,00	48,50	149,00
300	351 x 36	226,00	580,00	49,90	128,00	299,00	62,50	348,00	70,70	371,00
300	377 x 36	241,00	640,00	55,60	148,00	324,00	69,50	379,00	78,70	429,00

¹ Начиная с данной строки нагрузки даны только на параметры $P_p = 18,0$ МПа, $T_p = 350$ °С.

Таблица 2

Нагрузки на патрубки арматуры от трубопроводов из стали 08X18H10T
для $P_p = 14,0$ МПа, $T_p = 335$ °С

Диаметр условный, DN	Размеры трубы, мм	Режим и величина нагрузок								
		НЭ, M_B , кН·м	НЭ, M_p , кН·м	НЭ, F_B , кН	НЭ, F_p , кН	НЭ + ПЗ, $M_{пз}$, кН·м	НЭ + ПЗ, $F_{пз}$, кН	НЭ + МРЗ, $M_{мз}$, кН·м	НЭ + МРЗ, $F_{мз}$, кН	НЭ + АР, $M_{авс}$, кН·м
10	14 x 2	0,022	0,0507	0,398	0,917	0,028	0,497	0,0318	0,563	0,0307
15	18 x 2,5	0,046	0,106	0,580	1,34	0,058	0,725	0,0667	0,821	0,0644

25	32 x 3,5	0,207	0,494	1,37	3,27	0,266	1,72	0,306	1,95	0,307
32	38 x 3,5	0,289	0,712	1,78	4,38	0,377	2,22	0,435	2,52	0,456
50	57 x 5,5	1,06	2,59	3,27	12,30	1,38	4,08	1,59	4,63	1,62
65	76 x 7	2,11	5,31	5,03	12,70	2,78	6,29	3,22	7,12	3,41
80	89 x 8	3,36	8,47	6,37	16,05	4,42	7,96	5,13	9,03	5,44
100	108 x 9	4,84	12,74	8,52	22,40	6,49	10,65	7,59	12,10	8,49
125	133 x 11	9,43	24,60	11,60	30,30	12,60	14,60	14,70	16,50	16,20
150	159 x 13	15,60	41,10	15,20	40,00	20,90	19,00	24,40	21,60	27,20
200	245 x 19	55,40	147,00	29,10	77,20	74,50	36,40	87,20	41,20	97,30
250	273 x 20	77,50	205,00	34,20	90,60	104,00	42,80	122,00	48,50	135,00
300	325 x 24	135,00	355,00	44,50	117,00	180,00	55,60	211,00	63,00	232,00

Таблица 3

**Нагрузки на патрубки арматуры от трубопроводов из стали 08X18H10T
для $P_p = 11$ МПа, $T_p = 300$ °С, $P_p = 9,2$ МПа, $T_p = 290$ °С**

Диаметр условный, DN	Размеры трубы, мм	Режим и величина нагрузок								
		НЭ, М _в , кН·м	НЭ, М _р , кН·м	НЭ, F _в , кН	НЭ, F _р , кН	НЭ + ПЗ, М _{пз} , кН·м	НЭ + ПЗ, F _{пз} , кН	НЭ + МПЗ, М _{мз} , кН·м	НЭ + МПЗ, F _{мз} , кН	НЭ + АР, М _{авс} , кН·м
10	14 x 2	0,0246	0,0551	0,40	0,895	0,0312	0,50	0,035	0,56	0,0323
15	18 x 2,5	0,0516	0,116	0,60	1,34	0,0647	0,72	0,075	0,82	0,0677
25	32 x 3,5	0,238	0,544	1,37	3,13	0,301	1,72	0,343	1,95	0,323
32	38 x 3,5	0,341	0,792	1,78	4,13	0,434	2,22	0,496	2,52	0,48
50	57 x 4	0,901	2,15	3,27	7,81	1,16	4,08	1,33	4,63	1,34
65	76 x 4,5	1,65	4,10	5,03	12,50	2,16	6,29	2,50	7,12	2,65
80	89 x 5	2,52	6,31	6,37	15,90	3,31	7,96	3,83	9,03	4,09
100	108 x 7	4,12	6,90	8,52	14,30	5,45	10,65	6,34	12,10	6,89
125	133 x 8	7,36	18,90	11,60	29,82	9,78	14,50	11,38	16,50	12,40
150	159 x 9	13,20	33,70	15,20	38,80	17,50	19,00	20,30	21,60	21,90
200	219 x 12	30,37	79,40	24,60	64,40	40,60	30,75	47,50	34,80	52,60
300	325 x 16	92,00	246,00	44,50	119,00	124,50	55,60	146,00	63,00	164,00

Таблица 4

**Нагрузки на патрубки арматуры от трубопроводов из стали 08X18H10T
для $P_p = 4,0$ МПа, $T_p = 250$ °С**

Диаметр условный, DN	Размеры трубы, мм	Режим и величина нагрузок								
		НЭ, М _в , кН·м	НЭ, М _р , кН·м	НЭ, F _в , кН	НЭ, F _р , кН	НЭ + ПЗ, М _{пз} , кН·м	НЭ + ПЗ, F _{пз} , кН	НЭ + МПЗ, М _{мз} , кН·м	НЭ + МПЗ, F _{мз} , кН	НЭ + АР, М _{авс} , кН·м
10	14 x 2	0,0255	0,0552	0,63	1,36	0,0316	0,77	0,0356	0,882	0,0323
15	18 x 2,5	0,0539	0,117	0,81	1,76	0,0669	0,99	0,0775	1,13	0,0677
25	32 x 3,5	0,257	0,504	1,47	2,82	0,32	1,76	0,361	2,02	0,323
32	38 x 3,5	0,376	0,832	1,71	3,78	0,47	2,09	0,531	2,39	0,48
50	57 x 4	1,04	2,32	2,56	5,10	1,30	3,14	1,47	3,59	1,34
65	76 x 4,5	1,49	2,13	3,42	4,88	1,83	4,18	2,06	4,79	2,65
80	89 x 5	2,29	3,31	4,00	5,78	2,81	4,90	3,17	5,61	4,09
100	108 x 5	2,73	3,84	4,86	6,83	3,36	5,94	3,78	6,80	5,90
125	133 x 6	5,19	7,61	5,98	8,79	6,39	7,32	7,19	8,38	8,97
150	159 x 6,5	7,80	11,90	7,16	10,95	9,60	8,75	10,80	10,00	12,40
200	220 x 8	16,80	22,70	9,90	13,40	20,70	12,10	23,20	13,90	33,30
250	273 x 11	41,60	55,90	12,30	16,90	51,20	15,00	57,60	17,20	76,40
300	325 x 12	58,30	84,00	14,60	21,10	71,80	17,90	80,80	20,50	121,00

Таблица 5

Нагрузки на патрубки арматуры от трубопроводов из стали 08X18H10T
для $P_p = 2,5$ МПа, $T_p = 250$ °C¹

Диаметр условный, DN	Размеры трубы, мм	Режим и величина нагрузок								
		НЭ, М _в , кН·м	НЭ, М _р , кН·м	НЭ, F _в , кН	НЭ, F _р , кН	НЭ + ПЗ, М _{пз} , кН·м	НЭ + ПЗ, F _{пз} , кН	НЭ + МПЗ, М _{мз} , кН·м	НЭ + МПЗ, F _{мз} , кН	НЭ + АР, М _{авс} , кН·м
10	14 x 2	0,0248	0,0534	0,63	1,35	0,0307	0,77	0,0346	0,882	0,0307
15	18 x 2,5	0,0535	0,115	0,81	1,75	0,0661	0,99	0,0745	1,13	0,0653
25	32 x 2,5	0,175	0,384	1,44	3,16	0,218	1,76	0,247	2,02	0,209
32	38 x 3	0,31	0,68	1,71	3,75	0,386	2,09	0,436	2,39	0,379
50	57 x 3	0,727	1,61	2,57	5,68	0,907	3,14	1,03	3,59	0,889
65	76 x 4,5	1,82	4,05	3,42	7,61	2,27	4,18	2,58	4,79	2,205
80	89 x 5	2,33	3,45	4,00	5,94	2,87	4,90	3,23	5,61	3,46
100	108 x 5	2,80	3,98	4,86	6,81	3,44	5,94	3,87	6,80	5,76
125	133 x 6	5,60	7,86	5,99	8,39	6,90	7,32	7,70	8,38	8,28
150	159 x 6	7,12	10,20	7,16	10,30	8,76	8,74	9,85	10,00	11,70
200	219 x 11	26,80	37,30	9,90	13,70	33,00	12,00	37,10	13,80	48,30
200	220 x 7	13,65	18,69	9,90	13,60	16,80	12,10	18,90	13,90	31,20
250	273 x 11	37,20	49,30	12,30	16,30	45,70	15,00	51,50	17,20	71,50
300	325 x 12	61,60	85,80	14,60	20,30	75,80	17,90	85,30	20,50	112,00
400	426 x 8	22,80	50,00	19,20	42,10	28,00	23,40	31,50	26,80	122,00
500	530 x 8	25,20	76,70	23,80	72,50	31,10	29,10	35,00	33,40	176,00
600	630 x 8 ²	34,40	98,60	28,30	81,10	42,30	34,60	47,60	39,70	270,00
600	630 x 12	73,50	165,00	28,30	63,50	90,50	34,60	102,00	39,70	433,00

¹ Для параметров $P_p = 2,5$ МПа, $T_p = 250$ °C разработчик арматуры в ТУ указывает допустимые значения моментов на патрубки арматуры.

² $P_p = 1,6$ МПа, $T_p = 200$ °C.

Таблица 6

Нагрузки на патрубки арматуры от трубопроводов из стали Ст 20
для $P_p = 12,0$ МПа, $T_p = 250$ °C и $P_p = 8,6$ МПа, $T_p = 300$ °C

Диаметр условный, DN	Размеры трубы, мм	Режим и величина нагрузок								
		НЭ, М _в , кН·м	НЭ, М _р , кН·м	НЭ, F _в , кН	НЭ, F _р , кН	НЭ + ПЗ, М _{пз} , кН·м	НЭ + ПЗ, F _{пз} , кН	НЭ + МПЗ, М _{мз} , кН·м	НЭ + МПЗ, F _{мз} , кН	НЭ + АР, М _{авс} , кН·м
10	16 x 2	0,0275	0,0647	0,49	1,14	0,0351	0,607	0,0402	0,69	0,040
25	32 x 3	0,185	0,446	1,38	3,30	0,239	1,72	0,275	1,95	0,281
32	38 x 3	0,254	0,631	1,78	4,42	0,333	2,22	0,385	2,52	0,41
50	57 x 4	0,648	1,70	3,27	8,59	0,87	4,08	1,02	4,63	1,15
80	89 x 6	3,07	7,70	6,37	16,10	4,05	7,96	4,69	9,03	5,00
100	108 x 6 (8) ³	3,46	9,64	8,52	23,70	4,79	10,65	5,64	12,07	6,77
125	133 x 8	7,18	19,50	11,60	31,60	9,78	14,50	11,50	16,50	13,40
150	159 x 9	12,90	34,70	15,20	40,90	17,50	19,00	20,50	21,60	23,40
200	219 x 13	36,40	96,40	24,60	69,20	49,00	30,70	57,30	34,80	64,00
250	273 x 16	68,60	183,00	34,24	91,20	92,50	42,80	108,00	48,50	122,00
300	325 x 19	120,00	317,00	44,50	118,00	161,00	55,60	188,00	63,00	209,00
400	426 x 24	258,00	690,00	66,70	178,00	348,00	83,40	408,00	94,50	458,00
500	530 x 28 ⁴	618,00	1210,00	92,60	181,00	820,00	116,00	955,00	131,00	1030,00

600	630 x 25 ⁵	661,00	1720,00	120,00	312,00	888,00	150,00	1040,00	170,00	1160,00
800	828 x 38	540,00	2700,00	⁶		850,00	–	2000,00		–
800	836 x 42	121,70	1349,00	47,50	786,50	–	–	240,40 ⁷	98,70	–
800	828 x 48	360,00	2180,00	440,00	500,00	1100,00	640,00	1800,00	1100,00	–

³ Для трубы 108 x 6 – $P_p < 8,6$ МПа, $T_p < 300$ °С; для трубы 108 x 8 – $P_p < 12$ МПа, $T_p < 250$ °С.

⁴ 15ГС, $P_p = 12$ МПа, $T_p = 250$ °С.

⁵ 16ГС, $P_p = 8,6$ МПа, $T_p = 300$ °С, $[\sigma_H] = 134$ МПа.

⁶ Опущены из-за незначительности влияния.

⁷ Нагрузки от МРЗ без учета массы и давления.

Таблица 7

Нагрузки на патрубки арматуры от трубопроводов из стали Ст 20
для $P_p = 6,0$ МПа, $T_p = 275$ °С;
 $P_p = 8,6$ МПа и $T_p = 300$ °С

Диаметр условный, DN	Размеры трубы, мм	Режим и величина нагрузок								
		НЭ, М _в , кН·м	НЭ, М _р , кН·м	НЭ, F _в , кН	НЭ, F _р , кН	НЭ + ПЗ, М _{пз} , кН·м	НЭ + ПЗ, F _{пз} , кН	НЭ + МРЗ, М _{мз} , кН·м	НЭ + МРЗ, F _{мз} , кН	НЭ + АР, М _{авс} , кН·м
10	16 x 2	0,0287	0,0641	0,486	1,09	0,036	0,607	0,0408	0,688	0,0382
25	32 x 3	0,198	0,448	1,37	3,10	0,249	1,72	0,284	1,95	0,267
32	38 x 3	0,281	0,643	1,78	4,07	0,355	2,22	0,405	2,52	0,39
50	57 x 4	0,756	1,77	3,25	7,66	0,967	4,08	1,11	4,63	1,10
65	76 x 4	1,29	3,14	5,03	12,20	1,68	6,28	1,93	7,12	2,03
80	89 x 4 (6) ⁸	2,06	5,03	6,37	15,60	2,68	7,97	3,10	9,03	3,24
100	108 x 6	2,62	6,02	8,52	19,60	3,49	10,60	4,07	12,07	4,60
125	133 x 6,5	3,72	10,15	11,60	31,80	5,08	14,60	6,00	16,50	7,25
150	159 x 7	8,27	19,12	15,22	35,20	11,03	19,00	12,90	21,60	14,50
200	219 x 9	22,60	54,00	24,60	58,80	30,10	30,70	35,00	34,80	38,70
250	273 x 10	39,20	103,00	34,20	89,80	58,80	42,80	61,60	48,50	69,60
300	325 x 13	78,60	197,00	44,50	114,00	102,00	55,60	119,00	63,00	129,00
350	377 x 13	104,00	275,00	55,60	117,00	137,00	69,40	164,00	78,70	184,00
400	426 x 14	143,00	381,00	66,70	178,00	193,00	83,40	226,00	94,50	256,00
450	465 x 16	196,00	516,00	76,10	201,00	263,00	95,10	308,00	107,80	344,00

⁸ Для трубы 89 x 4 – $P_p = 4,0$ МПа, $T_p = 200$ °С.

Таблица 8

Нагрузки на патрубки арматуры от трубопроводов из стали Ст 20
для $P_p = 2,5$ МПа, $T_p = 250$ °С

Диаметр условный, DN	Размеры трубы, мм	Режим и величина нагрузок								
		НЭ, М _в , кН·м	НЭ, М _р , кН·м	НЭ, F _в , кН	НЭ, F _р , кН	НЭ + ПЗ, М _{пз} , кН·м	НЭ + ПЗ, F _{пз} , кН	НЭ + МРЗ, М _{мз} , кН·м	НЭ + МРЗ, F _{мз} , кН	НЭ + АР, М _{авс} , кН·м
10	14 x 2	0,0232	0,049	0,63	1,36	0,0288	0,77	0,0324	0,88	0,0290
15	18 x 2	0,0420	0,085	0,81	1,76	0,0509	0,99	0,0573	1,13	0,0512
25	32 x 2	0,140	0,308	1,44	3,17	0,175	1,76	0,198	2,02	0,176
32	38 x 2	0,197	0,439	1,71	3,81	0,248	2,09	0,281	2,39	0,249

50	57 x 3	0,538	1,22	2,56	5,79	0,684	2,75	0,772	3,59	0,678
65	76 x 3	0,936	2,17	3,42	7,92	1,19	4,18	1,36	4,79	1,19
80	89 x 3,5	1,16	1,52	4,00	5,25	1,43	4,90	1,61	5,61	1,59
100	108 x 4	1,41	2,07	4,86	7,13	1,74	5,94	1,96	6,80	2,90
125	133 x 4	1,73	2,94	5,90	10,10	2,13	7,32	2,39	8,39	4,34
150	159 x 5	4,94	6,97	7,16	10,10	6,08	8,75	6,84	10,00	7,60
200	219 x 7	6,25	11,20	9,86	17,70	7,70	12,00	8,66	13,80	25,50
250	273 x 8	14,00	22,00	12,30	19,30	17,20	15,00	19,30	17,20	52,40
300	325 x 8	15,80	33,00	14,60	30,50	19,50	17,90	21,90	20,50	78,90
350	377 x 9	26,20	50,20	17,00	32,60	32,20	20,70	36,30	23,80	42,00
400	426 x 9	34,50	69,40	19,20	38,60	42,50	23,40	47,80	26,80	141,00
500	530 x 8 ⁹	21,00	60,50	23,80	68,60	25,30	29,10	29,10	33,40	195,00
600	630 x 8	28,90	86,20	28,40	84,70	35,50	34,60	40,00	39,70	266,00
600	630 x 12	47,70	124,00	28,40	73,60	58,80	34,60	66,10	39,70	430,00

⁹ Для труб диаметром 530 x 8, 630 x 8, 720 x 8, 820 x 9, 920 x 10, 1020 x 10 и 1420 x 14 $P_p = 1,6$ МПа, $T_p = 200$ °С и труб 1220 x 11, 1620 x 14 $P_p = 1,0$ МПа, $T_p = 200$ °С. Значения допустимых моментов на патрубки арматуры указываются разработчиком арматуры в ТУ.

Методика определения допускаемых нагрузок на патрубки арматуры

Наименование	Расчеты на статическую и циклическую прочность		Расчет на сейсмическую прочность			Расчеты на длительную статическую и длительную циклическую прочность	
	механические нагрузки	механические нагрузки и температурная компенсация (размах моментов)	категория I		категория II	механические нагрузки	механические нагрузки и температурная компенсация (размах моментов)
			НЭ + МРЗ	НЭ + ПЗ	НЭ + ПЗ		
Номинальные допускаемые напряжения	$[\sigma_n] = \min(R_m^T / 2,6 \text{ или } R_{p0,2}^T / 1,5)$					$[\sigma_n] = R_m^T / 1,5$	
Допускаемые напряжения	$[\sigma] = 1,3[\sigma_n]$	$[\sigma] = (2,5 - \frac{R_{p0,2}^T}{R_m^T})R_{p0,2}^T$, но не более чем $2R_{p0,2}^T$	$[\sigma] = 1,8[\sigma_n]$	$[\sigma] = 1,6[\sigma_n]$	$[\sigma] = 1,9[\sigma_n]$	$[\sigma] = K_i [\sigma_n]$	$[\sigma] = K_i' [\sigma_n]$
Допускаемые эквивалентные моменты	$M = 0,7 \left([\sigma] - \frac{PD}{4s} \right) W$						

Примечания:

1. При выполнении расчетов прочности арматуры следует использовать допускаемые эквивалентные моменты, указанные в таблице 9 в качестве единственной нагрузки от трубопроводов. Допускается использовать также значения усилий и моментов, полученные из расчета конкретного трубопровода. При этом напряжения, вызываемые расчетными усилиями и моментами, не должны превышать напряжений от допускаемых эквивалентных моментов.

2. Обозначения $R_{p0,2}^T$, R_m^T , K_i , K_i' приняты по нормам расчета на прочность, где $R_{p0,2}^T$ – минимальное значение предела текучести при расчетной температуре, МПа; R_m^T – минимальное значение временного сопротивления при расчетной температуре, МПа; K_i – коэффициент приведения напряжений $(\sigma)_2$ к мембранным, определяемый в зонах мембранных или местных мембранных напряжений; K_i' – коэффициент приведения напряжений $(\sigma)_{RV}$, $(\sigma)_{RK}$ к мембранным, определяемый в зонах мембранных или местных мембранных напряжений. D , s , W – средний диаметр, толщина стенки и момент сопротивления трубы в зоне соединения с патрубком арматуры с учетом расточки, облицовок, баков и кожухов, относящихся к элементам ЛСБ, должны быть представлены количественные данные, характеризующие изменение во времени указанных значений температуры.

3. Допускаемые эквивалентные моменты приняты равными 70 % максимальных допускаемых моментов для сечения трубы. При определении моментов учтена осевая сила $F = 0,785PD^2$ (произведения расчетного давления на расчетную площадь сечения трубы). В расчетах арматуры следует принимать наиболее опасное направление момента.

Приложение 10
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблицы габаритных размеров арматуры

Таблица 1

Строительная длина задвижек, мм

Давление расчетное, Мпа	DN											
	65	80	100	125	150	200	250	300	400	500	600	800
задвижки из коррозионно-стойкой стали												
≤ 2,5	270	280	300	325	350	400	450	500	600	700	800	1000
≤ 4,0	270	280	300	325	350	400	450	500	600	700	800	1000
≤ 9,2	330	360	400	400	400	550	650	700	850	1100	1400	1750
≤ 14,0	330	360	400	400	450	600	700	750	900	1200	1400	–
≤ 18,0(20,0)	360	450	450	450	550	650	700	750	900	1200	1400	–
задвижки из углеродистой стали												
≤ 2,5	270	280	300	325	350	400	450	500	600	700	800	1000
≤ 6,0	330	360	400	400	400	550	650	700	850	1100	1400	1750
≤ 12,0	330	360	400	450	450	600	700	750	900	1200	1400	–

Таблица 2

**Строительная длина клапанов СИ, клапанов сильфонных, затворов¹⁰ обратных
для всех давлений, мм**

Вид арматуры	DN																
	10	15	20	25	32	40	50	65	80	100	125	150	200	225	250	300	400
Клапаны СИ (в том числе сильфонные)	80	80	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Клапаны сильфонные	130	130	160	160	180	180	230	340	380	430	550	550	–	–	–	–	–
Затворы обратные ¹¹	–	–	–	–	–	–	–	150	200	200	200	250	250	250	350	350	600

¹⁰ Тип арматуры.

¹¹ Неремонтопригодные без вырезки из трубопровода.

Таблица 3

Допустимая строительная высота клапанов сильфонных с ручным управлением, мм

Давление расчетное, Мпа	DN									
	10	15	25	32	50	65	80	100	125	150
4,0	300	300	300	350	520	650	850	880	1170	1170
До 14,0	310	310	380	380	650	930	1200	1200	1700	1700
До 20,0	350	350	400	450	800	1000	1300	1360	1800	1800

Таблица 4

Допустимая строительная высота задвижек со встроенным электроприводом, мм

Давление расчетное, Мпа	DN							
	100	150	200	250	300	400	600	800
2,5	–	–	–	–	2000	2200	3200	3900
4,0–20,0	1500	1500	2000	2500	2500	–	–	–

Таблица 5

Величины смещения патрубков клапанов сильфонных для всех давлений, мм

Давление расчетное, Мпа	DN ¹²											
	10 ¹³	15	20	25	32	40	50	65	80	100	125	150
≤ 20,0	24	24	35	35	45	45	70	110	140	160	210	210

¹² Корпуса клапанов DN 10 – DN 150 для всех P_p выполняются со смещением патрубков на величину, указанную в таблице 5, или по согласованию с разработчиком проекта АЭС – с соосными патрубками.

¹³ Корпуса клапанов СИ DN 10, DN 15 для всех P_p выполняются только с соосными патрубками.

Приложение 11

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Перечень потенциально возможных отказов арматуры

Арматура

1. Потеря прочности и плотности корпусных деталей и сварных соединений.
2. Потеря герметичности арматуры по отношению к внешней среде по корпусным деталям и сварным соединениям.
3. Потеря герметичности арматуры по отношению к внешней среде по подвижным (сильфон, сальник и другие) и неподвижным (прокладочные, беспрокладочные и другие) соединениям.
4. Потеря герметичности арматуры в затворе сверх допустимых в КД пределов.
5. Невыполнение функции «открытие–закрытие» (для запорной, предохранительной и обратной арматуры).
6. Несоответствие времени срабатывания, оговоренного в КД (для запорной, регулирующей арматуры и ИПУ), фактическому.
7. Несоответствие гидравлических и гидродинамических характеристик арматуры, оговоренных в КД, фактическим, в том числе превышение коэффициента сопротивления (для запорной, отсечной арматуры), уменьшение коэффициента расхода при срабатывании (для предохранительной арматуры и отключающих устройств).
8. Отклонение параметров регулирования от оговоренных в КД (для регулирующей арматуры и регуляторов).
9. Несоответствие комплекса точности характеристик при регулировании и дресселировании заданным в КД.
10. Отсутствие либо искажение сигналов от элементов дистанционной сигнализации.

Электропривод

1. Отсутствие включения ручного дублера или автоматического отключения ручного дублера при пуске электродвигателя.
2. Отсутствие вращения выходного органа электропривода от ручного дублера или при включении электродвигателя.

3. Несоответствие крутящего момента на выходном органе электропривода моменту, установленному при наладке в соответствии с эксплуатационными документами.

4. Несрабатывание одного из концевых, путевых или выключателей ограничителей наибольшего момента выходного органа.

Приложение 12

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблица показателей безотказности арматуры

Наименование	ВБР за период до капитального ремонта, не менее
Арматура запорная систем НЭ, в том числе:	
электроприводная и с ЭМП	0,95
электроприводная с промежуточным редуктором	0,93
с ручным управлением	0,98
с ручным управлением с промежуточным редуктором	0,96
с ручным дистанционным управлением	0,96
с ручным дистанционным управлением	0,94
с промежуточным редуктором	
Арматура регулирующая:	
систем безопасности	0,96
систем НЭ, важных для безопасности	0,940
других систем НЭ	0,90
Арматура (кроме регулирующей) систем безопасности*	0,995 на 25 циклов
Электроприводы и ЭМП арматуры систем безопасности	0,998 на 25 циклов
Электроприводы и ЭМП арматуры других систем	0,98

* Для этой арматуры коэффициент оперативной готовности – 0,9999.

Приложение 13

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблица материалов иностранных государств для основных деталей арматуры

Обозначение марки	Вид полуфабриката	Стандарт на химический состав	Аналог по химическому составу
1	2	3	4
корпусные детали			
11416 (11416.1)	поковка или прокат	4114166	20
12020 (12020.1)	поковка	412020	20
17247 (17247.4)	поковка или прокат	417247	08X18H10T
12040 (12040.6)	то же	412040	аналог отсутствует
1.4541	то же	DIN 17440	08X18H10T
C.4572	поковка, заготовка методом электрошлакового переплава	IUS C.B.9.002	08X18H10T
C.1331	поковка	IUS C.B.9.021	20
A 266 G 2	поковка, прокат	ASME SA-266/SA-266M	22K

A182 F1	поковка, прокат	ASTM A182/A182M	22К
F316	поковка, прокат	ASTM A182/A182M	08X16H11M3
F316L	поковка, прокат	ASTM A182/A 182M	03X17H14M3
A105	поковка, прокат	ASTM SA-105/SA-105M	22К
1.4550	поковка, прокат	DIN 17440	08X18H12Б
C 22.8 (1.0460)	поковка, прокат	DIN 0017243	20
GS-C25 (1.0619)	отливки	DIN 17245	20Л
крепежные детали фланцевых соединений			
15236 (15236.3)	поковка или прокат	415236	25ХМФ
15320 (15320.9)	то же	425320	25ХМФ
17335 (17335.4)	то же	417335	ХН35ВТ
17335 (17335.9)	то же	417335	ХН35ВТ
12040 (12040.6)	то же	412040	аналог отсутствует
1.4923	то же	DIN 17240	15Х11МФ
1.4986	то же	DIN 17240	аналог отсутствует

Приложение 14
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблица титановых сплавов

Марка сплава	Вид полуфабриката
BT-0, BT1-00	прутки, поковки
BT1-0, BT1-00	листы, плиты
BT-9*	прутки
BT-16	прутки
BT-20	прутки
ТЛЗ, ТЛ5	отливки
ПТ-1М, ПТ-7М	трубы бесшовные холодно-деформированные
ПТ-1М, ПТ-7	трубы бесшовные холоднокатаные больших размеров
В-32	прессованные кольца для наплавки
ВМ-40	прессованные кольца для наплавки
Окисленный сплав ПТ-7М	прутки для наплавки
ПТ-3В	листы толщиной от 1 до 100 мм, плиты
ПТ-3В, 3М, 19	прутки катаные, поковки

* Только для штоков и шпинделей.

Приложение 15
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблицы материалов для наплавки

Таблица 1

**Перечень наплавочных материалов для наплавки уплотнительных и направляющих
поверхностей деталей арматуры АЭС**

Тип наплавленного металла	Наплавочные материалы*			
	марка	твердость, HRC	высота наплавки, не менее	способ наплавки
1	2	3	4	5
Э-08Х17Н8С6Г	электроды ЦН-6Л	29,5–39,0	6	ручная электродуговая
08Х17Н8С6Г (взамен ЦН-6Л)	Порошковая проволока ПП-Нп-10Х17Н9С5ГТ (ПП-АН133)	27–45	3	автоматическая под флюсом (ПП-АН133Ф), в аргоне (ПП-АН133А), в углекислом газе (ПП-АН133Г)
Э-13Х16Н8М5С5Г4Б	порошковая лента: ПЛ-АН150	27–34	3	автоматическая под флюсом
	электроды ЦН-12М	39,5–49,5	4	ручная электродуговая
13Х16Н8М (взамен ЦН-12М)	порошковая лента ПЛ-АН151	39–52	3	автоматическая под флюсом
	порошковая проволока ПП-АН157	38–52	3	автоматическая под флюсом (ПП-АН157Ф) или в аргоне (ПП-АН157А)
Э-190К62Х29В5С2 (стеллит)	электроды ЦН-2	41,5–51,5	4	ручная электродуговая
	прутки ВЗК, Пр-ВЗК	41,5–51,5	4	в среде защитных газов
Э-09Х31Н8АМ2	электроды УОНИ-13/Н-БК	41,5–49,5 после термообработки, 24–30 без термообработки	5	ручная электродуговая
ПН-ХН80С2Р2	ПГ-СР2	40–50	4	плазменно-порошковый
	ПР-НХ15СР2	40–50	4	плазменно-порошковый
ПН-ХН80С3Р3	ПГ-СР3	40–50	4	плазменно-порошковый
	ПР-НХ16СР3	40–50	4	плазменно-порошковый
Э-10Х25Н13Г2	электроды ОЗЛ-6, ЗИО-8	–	3	ручная электродуговая

* Применение новых наплавочных материалов должно быть согласовано со специализированной организацией. Материалы, приведенные в данной таблице, предназначены для наплавки мягких уплотнительных поверхностей (верхнее уплотнение задвижек, фланцевое уплотнение и т.д.) без учета припуска на механическую обработку.

Таблица 2

Перечень иностранных наплавочных материалов для наплавки уплотнительных и направляющих поверхностей деталей арматуры АЭС

Способ наплавки	Марка	Твердость, HRC	Аналог
Плазменно-порошковый	DELORO 40,50 Alloy 45	40–50	ПР-НХ15СР2ГОСТ 21448
	Hoganas 1550 SP486	40–50	ПР-НХ15СР2ГОСТ 21448
	DS ZN 12	39,5–51,5	ЦН-12МГОСТ 10051
	Hoganas X-FeSP 573	39,5–51,5	
Наплавка под флюсом или в среде защитного газа (аргона)	AF Antinit Dur 500	39–51	ЦН-12МГОСТ 10051
	Corodur NCO500R	39–51	ЦН-12МГОСТ 10051
	SK AF Antinit Dur290	29,5–39	ЦН-6ГОСТ 10051
Ручная электродуговая, плазменная в среде защитных газов	Stellite 6	39–47	тип 190К62Х29В5С2 (стеллит) ГОСТ 10051. электроды – ЦН-2, прутки – ВЗК. Пр-ВЗК

Приложение 16

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблица видов контроля и испытаний материала основных деталей

Вид контроля и испытаний	Классификационное обозначение арматуры			
	1А 2ВIIа 2ВIIв 2ВIIIа 2ВIIIв 2ВIIIс	3СIIа	3СIIв	3СIIс
Химический анализ	+	+	+	+
Контроль содержания феррита в коррозионно-стойкой стали аустенитного класса	+	+	+	+
Контроль макроструктуры (за исключением отливок)	+	+	—	—
Испытание на растяжение при комнатной температуре	+	+	+	+
Испытание на растяжение при повышенной температуре	+	+	—	—
Определение или подтверждение $T_{\text{ко}}$	+	+	—	—
Испытание на ударный изгиб при комнатной температуре	+	+	+	—
Контроль на отсутствие склонности коррозионно-стойкой стали аустенитного класса к межкристаллической коррозии (коррозионной стойкости для мартенситно-аустенитной стали)	+	+	+	+
Контроль за содержанием неметаллических включений в коррозионно-стойких сталях (требование на отливки не распространяется)	+	—	—	—
Ультразвуковой контроль	+	+	—	—
Радиографический или ультразвуковой контроль отливок	+	+	+	+
Контроль капиллярной или магнитно-порошковой дефектоскопией	+	+	+	+
Гидравлические испытания для труб и отливок	+	+	+	+

Примечания:

- Настоящая таблица не применяется в отношении крепежных деталей и сильфонов.
- В графе «Классификационное обозначение арматуры» настоящей таблицы «+» означает необходимость проведения контроля, «—» — отсутствие необходимости проведения контроля.
- Определение ферритной фазы должно проводиться только для заготовок свариваемых деталей. Для заготовок несвариваемых деталей (в том числе для деталей, имеющих наплавленные поверхности), определение феррита следует проводить в соответствии с требованиями КД.
- При проведении испытаний на растяжение необходимо контролировать $R_{p0.2}$, R_m , A_5 , Z .
- Испытания на растяжение при повышенной (расчетной) температуре следует проводить для заготовок, работающих при температуре среды выше 100°C .
- Испытание на ударный изгиб следует проводить в тех случаях, когда не определяется $T_{\text{ко}}$. Испытание на ударный изгиб не проводится для сталей аустенитного класса, кроме тех сталей, для которых требования к назначению ударной вязкости указаны в документации на поставку полуфабрикатов либо в документации на детали и изделия.
- При изготовлении проката диаметром (толщиной) менее 20 мм ультразвуковой контроль допускается проводить на предыдущем размере заготовки. Контроль штамповок ультразвуковым методом допускается проводить на исходном полуфабрикате, не подвергнутом термической обработке.
- Объем контроля и оценку качества отливок следует определять в соответствии с требованиями НПА, регламентирующих правила контроля стальных отливок для АЭУ.
- Контроль капиллярной и магнитно-порошковой дефектоскопией следует проводить на отливках в соответствии с требованиями НПА, регламентирующих правила контроля стальных отливок для АЭУ, на других заготовках — в местах, указанных в КД.
- Гидравлические испытания для труб и отливок следует проводить согласно требованиям КД.

ПАСПОРТ на арматуру

Товарный знак	ПАСПОРТ		Лист...
Изготовителя		(обозначение паспорта)	
Единый знак обращения продукции на рынке	Сведения о документах (номер, дата выдачи и срок действия)		
1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ			
Наименование изделия	<i>DN, P....., T....., °C</i>		
Обозначение изделия			
Документ на изготовление и поставку			
	(обозначение ТУ)		
Изготовитель (поставщик)			
Зав. № изделия			
Дата изготовления (поставки)			
Назначение			
2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ			
Наименование изделия		Значение	
Класс арматуры		номенклатура и значения параметров и показателей должны соответствовать ТУ и договору поставки	
Категория сейсмостойкости			
Номинальный диаметр <i>DN</i>			
Номинальное давление <i>PN</i> для класса безопасности 4 или расчетное давление <i>P</i> , МПа (кгс/см ²)			
Давление настройки <i>P</i> , МПа (кгс/см ²)			
Давление полного открытия <i>P</i> , МПа (кгс/см ²), не более			
Давление обратной посадки <i>P</i> , МПа (кгс/см ²), не менее			
Противодавление, МПа (кгс/см ²), не более			
Диапазон давлений настройки <i>P</i> , МПа (кгс/см ²)			
Рабочая среда			
Температура рабочей среды <i>t</i> , °C			
Температура окружающей среды <i>t</i> , °C			
Герметичность затвора – класс или допустимая утечка при закрытом затворе, или относительная протечка, %			
Максимальное усилие на маховике, Н (кгс), не более (для запорной арматуры)			
Климатическое исполнение (параметры окружающей среды)			
Тип присоединения к трубопроводу			
Гидравлические характеристики (коэффициент сопротивления или условная пропускная способность, или коэффициент расхода)			
Вид действия (нормально открыто, нормально закрыто)			
Допустимый перепад давлений (или), МПа (кгс/см ²)			
Пропускная характеристика			
Масса, кг			

Паспорт		Лист
	(обозначение паспорта)	

Показатели надежности	средний полный срок службы, лет, не менее	
	средний полный ресурс, циклов (ч), не менее	
Показатели безопасности	показатели безопасности	
	назначенный срок службы, лет	
	назначенный ресурс, циклов (ч)	
	ВБР	
Вид привода или исполнительного механизма	вид привода или исполнительного механизма	
	тип (чертеж), зав. N	
	исполнение	
	напряжение, В	
	мощность, кВт	
	передаточное число	
	КПД, % (режим работы)	
	максимальный крутящий момент (усилие), Н·м (Н)	
	масса, кг	
	паспорт	
Особые отметки		

3. СВЕДЕНИЯ О МАТЕРИАЛАХ ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ

Наименование детали	Марка материала
Примечание. При необходимости для ответственной арматуры оформляют таблицы с данными для основных деталей (химический состав, механические свойства материалов, сведения о контроле качества материалов) и сведения о результатах контроля качества сварочных материалов, сварных соединений и наплавки.	

4. ДАННЫЕ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Наименование, обозначение, заводской № изделия	Вид испытаний	Испытательная среда	Давление испытаний, МПа (кгс/см ²)	Температура испытаний, °С	Давление, при котором проводят осмотр, МПа (кгс/см)	Результат испытаний		Дата испытаний, № акта
						по документации	фактический	

Примечание. В таблице приводятся результаты испытаний в объеме ТУ с учетом требований главы 12 настоящих Правил.

5. КОМПЛЕКТНОСТЬ

В комплект поставки входят:								
—		(наименование изделия, обозначение)						
— паспорт		—1 экз. на каждое изделие (или на партию изделий до						шт.);
	(обозначение)							
— паспорт на привод		(обозначение)						
— инструкция по эксплуатации		(обозначение)						
— эксплуатационная документация на комплектующие изделия;								
— ведомость ЗИП		(обозначение)						
— комплект запасных частей в соответствии с ведомостью ЗИП								
		(обозначение)						

Примечания:

- Для арматуры классов безопасности 1, 2 и 3 дополнительно поставляется следующая сопроводительная техническая документация: сборочный чертеж арматуры (или чертеж общего вида) и чертежи быстроизнашивающихся и корпусных деталей; расчет на прочность или выписка из расчета на прочность; план качества.
- По требованию заказчика может поставляться другая дополнительная документация.

Паспорт		Лист...
	(обозначение паспорта)	
6. ГАРАНТИЯ ИЗГОТОВИТЕЛЯ (ПОСТАВЩИКА)		
Изготовитель (поставщик) гарантирует работоспособность изделий при условии соблюдения потребителем		

условий эксплуатации, транспортирования, хранения и технического обслуживания, указанных в инструкции по эксплуатации.				
Гарантийный срок эксплуатации				со дня ввода в эксплуатацию, но не более
		(месяцев)		
		со дня отгрузки.		
(месяцев)				
Гарантийная наработка		циклов в пределах гарантийного срока эксплуатации.		
Гарантийные обязательства действуют только при сохранении гарантийных пломб изготовителя.				
7. КОНСЕРВАЦИЯ				
Дата	Наименование работы	Срок действия, лет	Должность служащего (профессия рабочего), инициалы (инициал собственного имени) и фамилия	
	консервация			
	повторная консервация			
	расконсервация			
8. СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ УПАКОВЫВАНИИ				
			№	
	(наименование изделия)		(обозначение)	(заводской номер)
упакован(а)				
	(наименование или код изготовителя)			
согласно требованиям, предусмотренным в ТУ				
	должность служащего (профессия рабочего)	подпись	фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)	год, месяц, число
9. ПЕРЕЧЕНЬ ОТКЛОНЕНИЙ ОТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ				
Наименование и обозначение детали, сборочной единицы	Краткое содержание отклонения, несоответствия		Номер отчета по несоответствию НПА	Номер разрешения (дата)
10. СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ (ЗАКЛЮЧЕНИЕ)				
			N	
	(наименование изделия)	(обозначение)	(зав. №)	
изготовлен(а) и принят(а) в соответствии с требованиями государственных стандартов, технической документации и признан(а) годным(ой) для эксплуатации на указанные в настоящем паспорте параметры				
Начальник ОТК				
	подпись	фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)		год, месяц, число
(линия отреза при поставке на экспорт)				
Руководитель предприятия				
(обозначение документа, по которому проводится поставка)				
	подпись	фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)		год, месяц, число
			Заказчик (при наличии)	
	подпись	фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)		год, месяц, число

Паспорт			Лист
	(обозначение паспорта)		
11. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ			
Дата технического освидетельствования	Результаты технического освидетельствования		Срок следующего технического освидетельствования
	подпись	фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)	год, месяц, число
	проверка документации	осмотр в доступных местах	гидравлические (пневматические) испытания

		наружный	внутренний			
12. ДВИЖЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ, УЧЕТ РАБОТЫ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ						
Дата установки	Где установлена	Основные параметры (PN, t, раб. среда)	Наработка		Вид технического обслуживания	Сведения о ремонте
			с начала эксплуатации	после последнего ремонта		
13. СВЕДЕНИЯ ОБ УТИЛИЗАЦИИ						
Дата		Сведения об утилизации		Примечание		
14. ОСОБЫЕ ОТМЕТКИ						

Форма

ПАСПОРТ на электропривод

Товарный знак изготовителя	ПАСПОРТ			Лист...
Единый знак обращения продукции на рынке	Сведения о документах (номер, дата выдачи и срок действия)			
1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ				
Наименование изделия		электропривод, тип, исполнение		
Обозначение изделия				
Документ на изготовление и поставку				
Изготовитель (поставщик)				
Зав. № изделия				
Дата изготовления (поставки)				
Назначение				
2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ				
Наименование параметра		значение		
Максимальный крутящий момент, Н·м (или усилие, Н) на выходном валу (штоке)		номенклатура и значения параметров и показателей должны соответствовать ТУ и договору поставки электроприводов		
Максимальный крутящий момент, Н·м (или усилие, Н), развиваемый электроприводом при отказе отключающих устройств (для АЭС)				
Предельное число оборотов выходного вала, об, или номинальный ход штока, мм				
Частота вращения выходного вала, мин, или время совершения предельного числа оборотов выходного вала (или номинального хода), с				
Параметры электрического тока	напряжение, В			
	частота, Гц			
	число фаз			
	сила тока, А			
Электродвигатель	тип, зав. N			
	исполнение			
	напряжение, В			
	мощность, Вт (или ВА)			
	частота вращения, мин			
	КПД, %			
	коэффициент мощности			
	масса, кг			
паспорт				
ПВ				
Дополнительные блоки				
Тип передачи редуктора				

Тип привода в зависимости от вида ограничения крутящего момента		
Способ силового ограничения электропривода		
Исполнение в зависимости от назначения (условий эксплуатации)		
Климатическое исполнение		
Масса, кг		
Показатели надежности	полный срок службы (до списания) или средний полный срок службы (до списания или до капитального ремонта), лет	
	полный ресурс (до списания) или средний полный ресурс (до списания или до капитального ремонта), циклов (ч)	
	ВБР или средняя наработка на отказ, циклов (ч)	
Показатели безопасности	назначенный срок службы, лет	
	назначенный ресурс, циклов (ч)	
	ВБР в течение назначенного срока службы (ресурса) по отношению к критическим отказам	
	коэффициент оперативной готовности по отношению к критическим отказам (для приводов арматуры, работающей в режиме ожидания)	
Особые отметки		

Товарный знак	ПАСПОРТ				Лист...
изготовителя			(обозначение паспорта)		
3. ДАННЫЕ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ					
Наименование, обозначение изделия, зав. №	Вид испытаний	Параметры испытаний	Результат испытаний	Дата испытаний, № акта	
4. КОМПЛЕКТНОСТЬ					
В комплект поставки входят:					
Электропривод					
Паспорт					
Инструкция по эксплуатации					
Эксплуатационная документация на комплектующие изделия					
5. ГАРАНТИЯ ИЗГОТОВИТЕЛЯ (ПОСТАВЩИКА)					
Изготовитель (поставщик) гарантирует соответствие электропривода требованиям ТУ при соблюдении потребителем условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации					
Гарантийный срок эксплуатации				со дня ввода в эксплуатацию, но не более	
		(месяцев)			
		со дня отгрузки			
(месяцев)					
Гарантийная наработка подтверждена периодическими испытаниями по программе и методике					
испытаний		акт №		от	
6. КОНСЕРВАЦИЯ					
Дата	Наименование работы	Срок действия, лет	Должность служащего (профессия рабочего), инициалы (инициал собственного имени) и фамилия, подпись		
	консервация				
	повторная консервация				
	расконсервация				
7. СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ УПАКОВЫВАНИИ					
				№	
	(наименование изделия)		(обозначение)		(зав. №)
согласно требованиям, предусмотренным в ТУ					
должность служащего (профессия рабочего)	подпись		фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)		год, месяц, число

Паспорт			Лист
	(обозначение паспорта)		
8. СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ			
Электропривод			
(наименование изделия)		(обозначение)	(зав. №)
изготовлен и принят в соответствии с ТУ			

				(обозначение ТУ)	
и признан годным к эксплуатации.					
Ограничитель крутящего момента электропривода отрегулирован на крутящий момент					
		Н·м (кгс·м)			
Начальник ОТК					
		Подпись	фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)		год, месяц, число

(линия отреза при поставке на экспорт)					
Руководитель предприятия					
(обозначение документа, по которому проводится поставка)					
	подпись		фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)		год, месяц, число
Заказчик (при наличии)					
	подпись		фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется)		год, месяц, число

Приложение 18
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблица выбора испытательного напряжения

Напряжение, В	
номинальное	испытательное
До 60	500
Свыше 60 и до 130	1000
Свыше 130 и до 250	1500
Свыше 250 и до 660	в соответствии с НПА

Приложение 19
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Таблица параметров кабелей арматуры¹⁴

Место установки	Вид привода	Мощность, кВт	Сечение жил кабеля, мм ² Наружный диаметр кабеля, мм		
			цепи электродвигателя, электромагнита	цепи управления (выключателей)	цепи указателя положения (экранированный кабель)
1	2	3	4	5	6
П ¹⁵	электропривод	до 7,5	2,5 11–17	0,5–1,5 11–19	–
		7,5 и более	10–50 19–36		

	ЭИМ	до 7,5	2,5 11–17	0,5–1,5 11–19	0,5–1,5 8–16
		7,5 и более	10–50 19–36		
О, Б	электропривод	до 7,5	1,5–2,5 13–17	0,5–1,5 15–23	–
			1,5–2,5 20–25 ¹⁶		
		7,5 и более	10–50 20–40	0,5–2,5 20–25	
	ЭИМ	до 7,5	1,5–2,5 13–17	0,5–1,5 15–23	0,5–1,5 12–16
		7,5 и более	10–50 20–40		
П,	пневмопривод отсечной арматуры с электромагнитным управлением, ЭМП	любая	1,5 10–14	0,5–1,5 9–13	–
О, Б				0,5–1,5 13–16	
П, О, Б			1,5 17–21 ¹⁷		
П,	ручной привод с концевыми выключателями	–	–	0,5–1,5 9–13	–
О, Б				0,5–1,5 13–16	

¹⁴ Все кабели и провода, применяемые с арматурой систем, важных для безопасности, должны быть огнестойкими или не распространяющими горение. Материал жил кабелей – медь. Отдельные положения (или величины) могут быть уточнены в ТУ на разработку конкретного изделия, если эти уточнения не снижают требования настоящих Правил и безопасность эксплуатации.

¹⁵ П – помещения обслуживаемые, О – под оболочкой, Б – боксы.

¹⁶ Уточняется по согласованию с эксплуатирующей организацией.

¹⁷ Данное исполнение (один кабель) уточняется по согласованию с эксплуатирующей организацией.

Приложение 20
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

Форма

ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ

Привод	Обозначение исполнения		
	диапазон регулирования ограничителя крутящего момента (усилия), Н·м (Н)		
	диапазон числа оборотов выходного органа		
	частота вращения выходного органа, об/мин		
	передаточное число	от выходного органа к электродвигателю	
		от выходного органа к маховику	
	максимальное усилие на маховике, Н		
	способ подключения (кабельный ввод, электрический соединитель)		
	масса, кг		
Электродвигатель	Тип		
	номинальная мощность, кВт		

	номинальное напряжение, В	
	номинальный ток, А	
	частота вращения, оборотов в минуту	
	КПД, %	
	коэффициент мощности	
	отношение начального пускового тока номинальному	
	отношение начального пускового вращающего момента номинальному	
	пусковой момент, Н·м	
	место установки в обслуживаемых помещениях – П; в боксах – Б; под оболочкой (в гермозоне) – О; для систем безопасности (С) соответственно – ПС, БС, ОС	

Приложение 21

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводной
арматуры, применяемой для объектов
использования атомной энергии»

**Схемы электрических соединений, подключения приводов и ЭИМ через
электрические соединители и принципиальные схемы управления электроприводом
запорной арматуры, в том числе при использовании штепсельных разъемов**

Таблица 1

Обозначения элементов схем

Обозначение	Наименование
M	электродвигатель
SQC1	концевой переключатель открытия
SQT1	концевой переключатель закрытия
SQFC	переключатель ограничителя наибольшего момента (усилия) открытия
SQFT1	переключатель ограничителя наибольшего момента (усилия) закрытия
SQC2	путевой переключатель открытия (дополнительный)
SQT2	путевой переключатель закрытия (дополнительный)
KM1	магнитный пускатель закрытия
KM2	магнитный пускатель открытия
HL1	сигнальная лампа «Открыто»
HL2	сигнальная лампа «Уплотненное открытие»
HL3	сигнальная лампа «Закрыто»
HL4	сигнальная лампа «Уплотненное закрытие»
QF1	автоматический переключатель
SB1	кнопка управления «Открыть»
SB2	кнопка управления «Стоп»
SB3	кнопка управления «Закрыть»
SB4	кнопка управления «Разрешение»
FU1	предохранитель

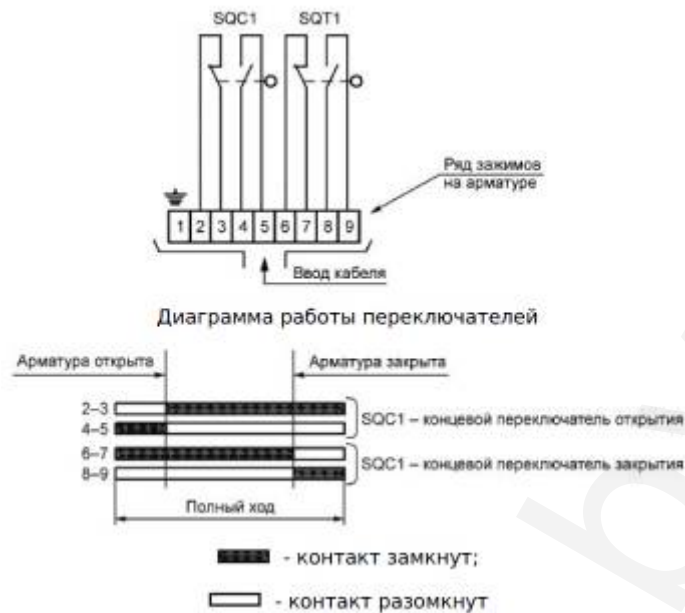


Рисунок 20.1. Электрическая схема соединения конечных переключателей арматуры с ручным управлением

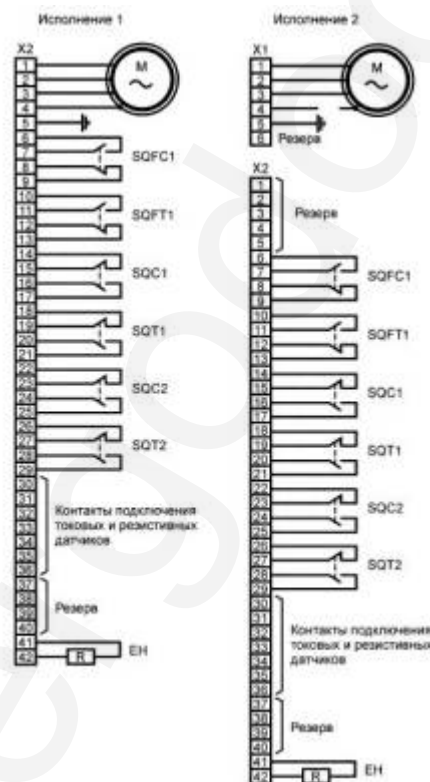


Схема электрических соединений электропривода

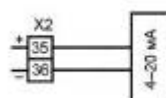


Схема подключения токового датчика

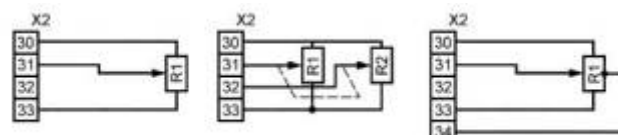


Схема подключения резистивных датчиков

Таблица 2

Обозначения и названия элементов схемы

Обозначение	№ контакта	Наименование
SQFC1	6–7, 8–9	переключатель ограничителя наибольшего момента (усилия) открытия
SQFT1	10–11, 12–13	переключатель ограничителя наибольшего момента (усилия) закрытия
SQC1	14–15, 16–17	концевой переключатель открытия
SQT1	18–19, 20–21	концевой переключатель закрытия
SQC2	22–23, 24–25	путевой дополнительный переключатель открытия
SQT2	26–27, 28–29	путевой дополнительный переключатель закрытия
X1		контакты соединителя силовых цепей
X2		контакты соединителя управления
M		электродвигатель
EH		обогревательный резистор

Таблица 3

Места установки электроприводной арматуры

Место установки	Исполнение
Под оболочкой, с мощностью электродвигателя до 7,5 кВт	1 и 2
Под оболочкой, с мощностью электродвигателя 7,5 кВт и более	2
Вне оболочки	2

Таблица 4

Использование переключателей ограничителей наибольшего момента (усилия) и концевых переключателей

	SQFC1	SQFT1	SQC1	SQT1	SQC2	SQT2
Запорная арматура	+	+	+	+	+	+
Регулирующая арматура	–	–	+	+	+	+
Запорно-регулирующая арматура	+	+	+	+	+	+
Отсечная, пневмоприводная быстродействующая арматура (нормально закрытая и нормально открытая) при установке под оболочкой и вне оболочки	–	–	+	+	–	–

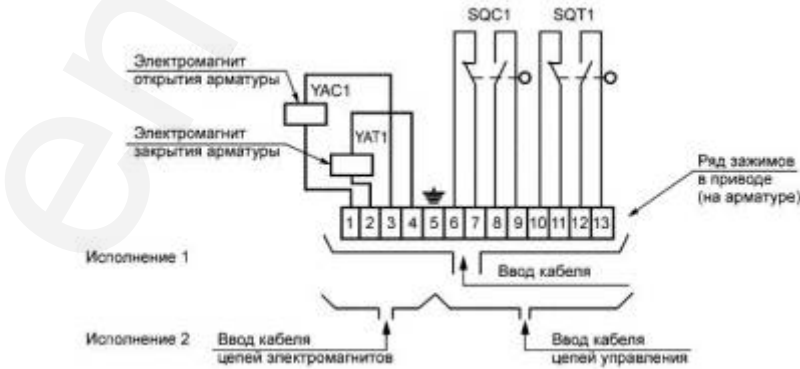
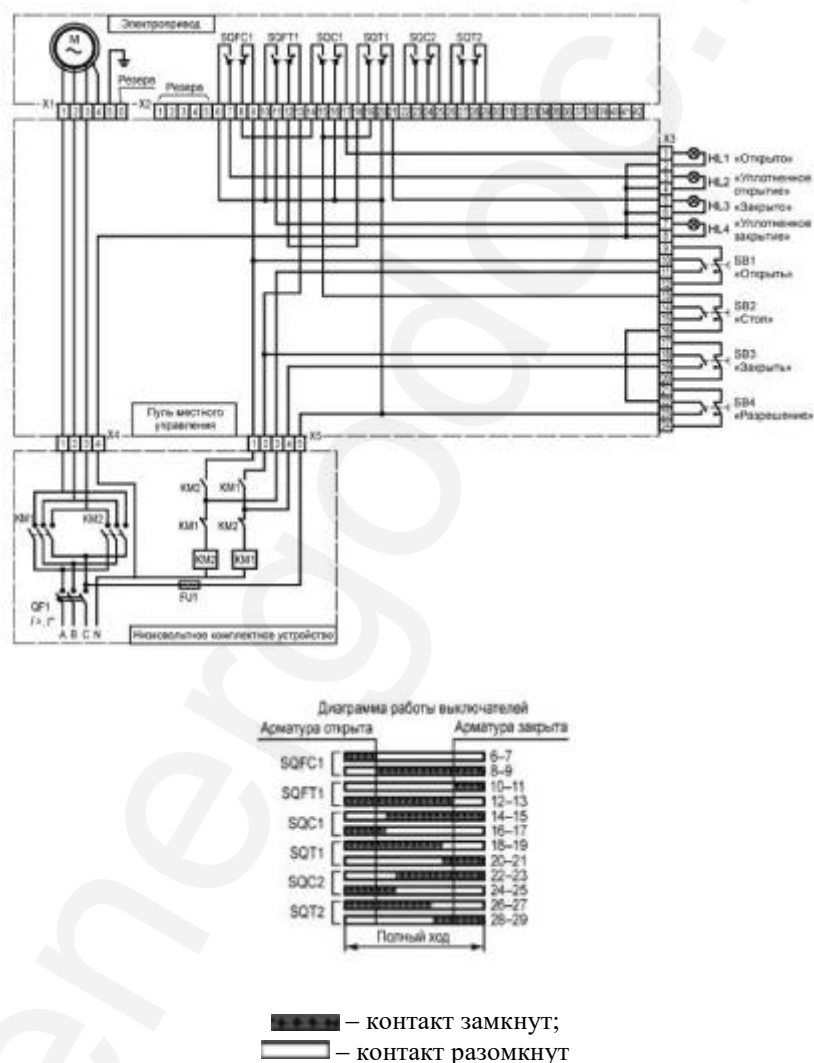


Диаграмма работы переключателей



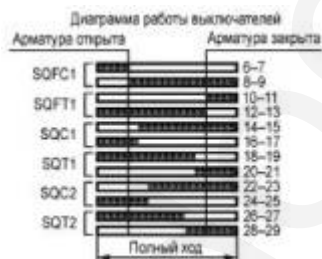
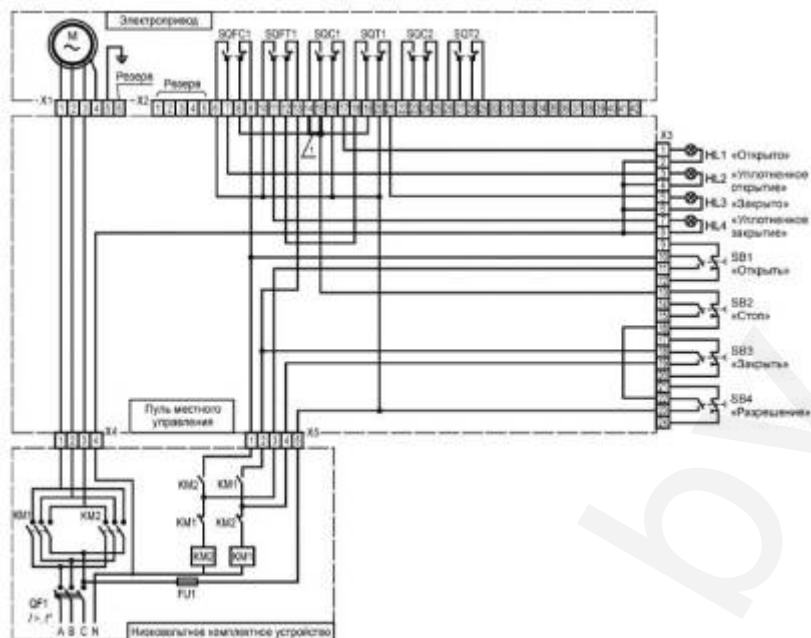
Рисунок 20.3. Электрическая схема соединения электромагнитов управления и концевых переключателей отсечной пневмоприводной быстродействующей арматуры (нормально открытая и нормально закрытая) при установке под оболочкой и вне оболочки¹⁸

¹⁸ Для случая применения электромагнитов постоянного тока со встроенными выпрямителями их внутренняя схема соединения должна быть указана в ТУ.



Выборы схемы управления	
Типы схемы управления	перемыкаемые контакты
Без уплотнения	без перемычек
Уплотненное открытие	14–15
Уплотненное закрытие	18–19
Уплотненные открытие и закрытие	14–15, 18–19

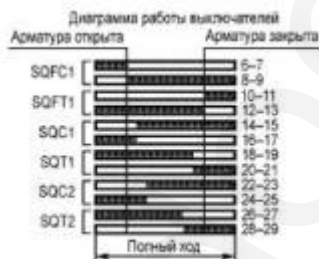
Рисунок 20.4. Принципиальная электрическая схема управления электроприводом запорной, регулирующей и запорно-регулирующей арматуры исполнения для 220 В без уплотнения при открытии и закрытии



■■■■■ — контакт замкнут;
 □□□□□ — контакт разомкнут

Выборы схемы управления	
Типы схемы управления	перемыкаемые контакты
Без уплотнения	без перемычек
Уплотненное открытие	14–15 (перемычка 1)
Уплотненное закрытие	18–19
Уплотненные открытие и закрытие	14–15, 18–19

Рисунок 20.5. Принципиальная электрическая схема управления электроприводом запорной арматуры исполнения для 220 В с уплотнением при открытии



Выборы схемы управления	
Типы схемы управления	перемыкаемые контакты
Без уплотнения	без перемычек
Уплотненное открытие	14–15
Уплотненное закрытие	18–19
Уплотненные открытие и закрытие	14–15, 18–19 (перемычки 1 и 2)

Рисунок 20.7. Принципиальная электрическая схема управления электроприводом запорной арматуры исполнения для 220 В с уплотнением при открытии и закрытии

Постановление
Министерства
по чрезвычайным ситуациям
Республики Беларусь
30.06.2021 № 45

Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и эксплуатации локализирующих систем безопасности атомных электростанций»

РАЗДЕЛ I

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ГЛАВА 1

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и эксплуатации локализирующих систем безопасности атомных электростанций» (далее – Правила) устанавливают основные технические требования к безопасному обращению с радиационными объектами, в том числе к устройству и эксплуатации локализирующих систем безопасности (далее – ЛСБ) атомных электростанций (далее – АЭС) на всех этапах жизненного цикла АЭС.

2. Для целей настоящих Правил используются термины и их определения в значениях, установленных Законом Республики Беларусь от 18 июня 2019 г. № 198-З «О радиационной безопасности», Законом Республики Беларусь от 30 июля 2008 г. № 426-З «Об использовании атомной энергии», а также следующие термины и их определения:

блочный пункт управления (далее – БПУ) – часть блока АЭС, размещаемая в специально предусмотренных проектной документацией АЭС (далее – проект АЭС) помещениях и предназначенная для централизованного автоматизированного управления технологическими процессами, реализуемого персоналом и средствами автоматизации;

водородная взрывозащита – технические и организационные меры, обеспечивающие при нормальной эксплуатации АЭС, а также при нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии, предотвращение детонации водородсодержащих смесей в оборудовании реакторной установки и пространстве, ограниченном герметичным ограждением (далее – ГО) реакторной установки, а также ослабление воздействия горения водородсодержащих смесей на ГО реакторной установки и другие системы и элементы АЭС, важные для безопасности;

ГО – совокупность элементов блока АЭС, включая строительные конструкции, которые, ограждая пространство вокруг реакторной установки или другого объекта, содержащего радиоактивные вещества, образуют предусмотренную проектом АЭС границу и препятствуют распространению радиоактивных веществ и ионизирующего излучения в окружающую среду в количествах, превышающих установленные пределы;

герметичность – способность элемента или системы ограничивать распространение жидких и газообразных веществ, включая аэрозоли, за установленную границу;

расчетное давление (для ГО) – значение избыточного давления среды в объеме зоны локализации аварии, устанавливаемое проектной (конструкторской) организацией, при котором обеспечена прочность ГО и непревышение проектного значения утечки из ГО;

значение утечки – количественная характеристика герметичности, определяемая как масса или объем среды, вышедшая (вышедший) из контролируемого объема при заданных параметрах в единицу времени;

проектное значение утечки – значение утечки, устанавливаемое для системы (элемента) в проекте АЭС;

фактическое значение утечки – значение утечки, полученное при проверке (испытаниях) системы (элемента);

зона локализации аварии – пространство, ограничиваемое ГО (либо другими элементами ЛСБ, в пределах которого предусматривается удержание выделившихся при ядерной и (или) радиационной аварии (далее – авария) радиоактивных веществ;

изолирующее устройство – трубопроводная арматура, предназначенная для изоляции зоны локализации аварии от окружающей среды;

интегральные испытания – испытания ГО на герметичность или прочность, в результате которых подтверждаются его проектные характеристики (непревышение фактическим значением утечки проектного значения утечки или способность ГО выдерживать нагрузки, определенные проектом АЭС для проектных аварий);

локальные (индивидуальные) испытания – испытания элементов ЛСБ, в результате которых подтверждается проектное значение герметичности данных элементов;

источник инициирования взрыва – техническое устройство или физический процесс, действия которых могут привести к возникновению процесса горения;

ЛСБ – системы (элементы), предназначенные для предотвращения или ограничения распространения выделяющихся при авариях радиоактивных веществ и испускаемого ионизирующего излучения за предусмотренные проектом границы и их выхода в окружающую среду;

люк, дверь – элемент ГО, обеспечивающий проход персонала и (или) транспортирование оборудования и материалов через строительные конструкции, ограждающие зону локализации аварии.

нижний концентрационный предел распространения пламени – минимальное содержание горючего вещества в однородной смеси с окислительной средой, при котором возможно распространение пламени по смеси на любое расстояние от источника воспламенения;

герметичная проходка – элемент ГО, обеспечивающий пересечение строительных конструкций, ограждающих зону локализации аварии (с сохранением герметичности ГО), трубопроводами, воздуховодами, электрическими кабелями, каналами ионизационных камер;

разгерметизация ГО – состояние элементов АЭС на границе зоны локализации аварии, которое приведет при проектном функционировании систем безопасности к превышению проектного значения утечки из ГО в случае возникновения исходного события проектной аварии;

расчетное разрежение (для ГО) – значение вакуумметрического давления среды в объеме зоны локализации аварии, устанавливаемое проектной (конструкторской) организацией, при котором обеспечена прочность ГО;

резервный пункт управления (далее – РПУ) – часть блока АЭС, размещаемая в предусмотренном проектом АЭС помещении и предназначенная при отказе БПУ для непрерывного контроля состояния реактора АЭС, перевода реактора АЭС в подкритическое состояние, расхолаживания реактора АЭС и поддержания его сколь угодно долго в подкритическом и расхолаженном состоянии, приведения в действие систем безопасности в случае необходимости, а также для управления теплоотводом от бассейна выдержки отработавшего ядерного топлива;

специализированная организация – организация, выполняющая работы в области неразрушающего контроля, сварки, родственных процессов и технологий, а также оказывающая услуги по производственной аттестации (квалификации) технологии сварки и аттестации персонала в области сварочного производства при осуществлении деятельности по использованию атомной энергии;

расчетная температура – значение температуры среды в объеме зоны локализации аварии либо значение температуры элементов ГО, устанавливаемые проектной (конструкторской) организацией, при которых обеспечена работоспособность ГО;

шлюз – сооружение (помещение) или устройство, являющееся элементом ГО и предназначенное для прохода персонала АЭС и (или) транспортирование грузов в зону (из зоны) локализации аварии с сохранением герметичности ГО.

ГЛАВА 2

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ЛСБ АЭС

3. В составе блока АЭС должны быть предусмотрены ЛСБ, обеспечивающие выполнение следующих функций:

предотвращение и (или) ограничение распространения радиоактивных веществ за границы зоны локализации аварии при нормальной эксплуатации и нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии;

ограничение проникновения ионизирующего излучения за границы зоны локализации аварии при нормальной эксплуатации и нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии;

ограничение давления среды в пространстве внутри ГО при авариях;

снижение концентрации радиоактивных веществ, выделившихся в зоне локализации аварии при авариях;

контроль концентрации взрывоопасных газов в водородсодержащих смесях в случае их образования в зоне локализации аварии при нормальной эксплуатации и ее нарушениях, включая аварии;

водородная взрывозащита.

4. Если при нарушении нормальной эксплуатации АЭС радиоактивные вещества могут выйти за пределы помещения (емкости), в котором они находятся, в количествах, превышающих установленные пределы безопасной эксплуатации, для каждого такого помещения (емкости) должны быть установлены границы зоны локализации аварии и предусмотрены ЛСБ для предотвращения или ограничения распространения радиоактивных веществ за границы зоны локализации аварии.

5. ЛСБ и их элементы должны выполнять предусмотренные проектом АЭС функции с учетом воздействия внешних природных и техногенных факторов, возможных в районе размещения АЭС, а также воздействий, возникающих при авариях. Прочность и работоспособность элементов ЛСБ должны быть обоснованы для всех режимов нормальной эксплуатации, а также нарушений нормальной эксплуатации, включая проектные аварии.

6. Должна быть подтверждена работоспособность элементов ЛСБ при воздействии низких температур окружающей среды, способных привести к кристаллизации воды на их поверхности.

7. При эксплуатации АЭС должна обеспечиваться защита элементов ЛСБ от вредного воздействия микроорганизмов и иных биологических объектов.

8. ЛСБ должны быть способны выполнять свои функции как при функционировании источников энергоснабжения нормальной эксплуатации, так и при их отказе.

9. Элементы ЛСБ должны быть доступны для контроля, испытаний, ремонта, дезактивации и технического обслуживания.

Для элементов ЛСБ, которые недоступны для контроля и испытаний в процессе эксплуатации АЭС, в проекте АЭС должно быть обосновано выполнение ими проектных функций в течение назначенного срока службы этих элементов, после истечения указанных сроков при выполнении анализов безопасности указанные элементы АЭС должны считаться неработоспособными.

10. Техническое состояние элементов АЭС, отказ которых может оказать влияние на работоспособность ЛСБ и их элементов, должно контролироваться с установленной в проекте АЭС периодичностью и в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, в том числе обязательных для соблюдения технических нормативных правовых актов, в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности.

11. В документации на ЛСБ должны содержаться сведения о количестве испытаний, которые ЛСБ и их элементы должны выдерживать без потери работоспособности.

12. Для каждой ЛСБ должны быть выполнены расчеты показателей надежности. Показатели надежности ЛСБ должны учитываться при определении значения вероятности большого аварийного выброса.

13. Все активные элементы ЛСБ должны управляться с БПУ, а также (при потере возможности управления с БПУ) с РПУ.

14. Объем представления на БПУ и РПУ информации по контролируемым параметрам, характеризующим работу ЛСБ и их элементов, объем регистрации и хранения указанной информации, а также требования к резервированию измерительных каналов и к точности измерений должны быть обоснованы в документации на ЛСБ.

15. В помещениях АЭС, в которых при нормальной эксплуатации или при нарушениях нормальной эксплуатации, включая проектные аварии, находятся жидкие радиоактивные вещества, должна быть предусмотрена герметизирующая стальная облицовка пола и нижней части стен. Облицовка стен должна быть не менее чем на 200 мм выше возможного уровня жидкости при полном опорожнении находящегося в данном помещении оборудования или трубопроводов в результате его разрушения.

16. В помещениях, пол и стены которых имеют герметизирующую облицовку, должен быть предусмотрен контроль уровня жидкости при аварии с разрушением находящегося в этих помещениях оборудования или трубопроводов с выводом информации на БПУ и РПУ.

17. Устройство ЛСБ и их элементов, их эксплуатация, а также документация подлежат контролю за обеспечением качества в соответствии с локальными правовыми актами по обеспечению качества эксплуатирующей организации.

РАЗДЕЛ II ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВУ ГО

ГЛАВА 3 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

18. В составе блока АЭС должно быть предусмотрено ГО реакторной установки. Необходимость ГО для иных систем (элементов), содержащих радиоактивные вещества, должна обосновываться в документации на ЛСБ.

ГО должно обеспечивать выполнение следующих функций при нормальной эксплуатации АЭС и ее нарушениях, включая аварии:

предотвращение или ограничение распространения выделяющихся радиоактивных веществ за границы ГО;

защита персонала и населения от ионизирующего излучения;

защита от внешних природных и техногенных воздействий находящихся внутри ГО систем и элементов, отказ которых может привести к выходу за установленные проектом АЭС границы радиоактивных веществ в количествах, превышающих установленные пределы безопасной эксплуатации, в случаях, предусмотренных проектом АЭС.

19. В документации на ЛСБ должен быть установлен перечень элементов АЭС, в том числе строительных конструкций, входящих в состав ГО, включая:

стальные или железобетонные строительные конструкции, в том числе с системой предварительного напряжения, с герметизирующей облицовкой;

изделия, устанавливаемые в строительные конструкции ГО (герметичные проходки, люки, двери, шлюзы, перепускные и предохранительные устройства, а также закладные детали этих элементов);

участки трубопроводных коммуникаций, пересекающих ГО или подсоединяемых к ГО, в пределах изолирующих устройств и изолирующие устройства;

оборудование и трубопроводные коммуникации, выходящие за пределы строительных конструкций ГО и участвующие в формировании зоны локализации аварии.

20. При нормальной эксплуатации АЭС и ее нарушениях, включая проектные аварии, должно быть обеспечено непревышение проектного значения утечки из ГО.

21. В документации на ЛСБ должны быть предусмотрены и обоснованы технические и организационные меры по ограничению значения утечки из ГО при запроектных авариях. Указанные меры должны быть направлены на ограничение давления и температуры среды в объеме зоны локализации аварии, на предотвращение детонации взрывоопасных смесей, на защиту ГО от динамических воздействий струй, летящих предметов, а также на ограничение выбросов радиоактивных веществ в окружающую среду.

При использовании устройства локализации расплава активной зоны должна обеспечиваться надежная подкритичность среды, находящейся в данном устройстве.

Контролируемый выброс радиоактивных веществ за пределы ГО реакторной установки допускается при тяжелых авариях только в целях предотвращения разрушения ГО при условии принятия мер по обеспечению радиационной безопасности населения (посредством осуществления фильтрации выброса радиоактивных веществ, укрытия, эвакуации или иных мер).

22. В документации на ЛСБ должно быть обосновано, что максимальное значение избыточного давления (разрежения) среды в пространстве, ограниченном ГО, при проектных авариях не превысит расчетного давления (разрежения). Должно быть также обосновано непревышение значения расчетной температуры при проектных авариях.

В тех случаях, когда для предотвращения повышения давления внутри ГО предусматриваются системы, осуществляющие отвод тепла, имеющие активные элементы (либо пассивные элементы с движущимися частями), указанные системы должны включать несколько независимых каналов.

23. Документация на железобетонные сооружения ЛСБ должна составляться с соблюдением настоящих Правил. В документации на ЛСБ должны быть обоснованы прочность и работоспособность строительных конструкций ГО.

24. Для ГО, выполняемых в виде двойных защитных оболочек, должны соблюдаться следующие требования:

в пространстве между защитными оболочками при нормальной эксплуатации АЭС и ее нарушениях, включая проектные аварии, должно поддерживаться давление ниже атмосферного, в том числе при наихудшем предполагаемом ветровом режиме;

все утечки, поступающие в пространство между защитными оболочками из внутренней защитной оболочки в режимах нормальной эксплуатации АЭС, при нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии, сопровождающихся повышением давления внутри внутренней оболочки ГО, а также в послеаварийных режимах, должны удаляться из ГО системой вентиляции с использованием очистки;

должны быть предусмотрены осуществляемый с БПУ контроль величины разрежения, а также контроль концентрации радиоактивных веществ в пространстве между внутренней и внешней защитными оболочками;

проектное значение утечки в окружающую среду не должно превышать 10 % проектного значения утечки через внутреннюю защитную оболочку;

при наличии внутри пространства между защитными оболочками трубопроводов, разрыв которых может привести к повышению давления и (или) температуры в указанном пространстве, необходимо, чтобы внутренняя и наружная защитные оболочки, а также элементы безопасности, расположенные в пространстве между защитными оболочками, выдерживали соответствующие давление и тепловые нагрузки;

пространство между внутренней и внешней защитными оболочками должно образовывать единый объем с целью перемешивания и разбавления выброса радиоактивных веществ, поступающих с утечкой из внутренней защитной оболочки при аварии;

габариты межоболочечного пространства должны быть достаточны для контроля технического состояния и ремонта строительных конструкций ГО и технического обслуживания оборудования и трубопроводов, расположенных в этом пространстве.

25. В документации на ЛСБ должна быть обоснована прочность конструкций ГО с учетом количества циклов нагрузки ГО при испытаниях на прочность и герметичность за весь назначенный срок службы АЭС, включая приемо-сдаточные и эксплуатационные испытания.

26. Строительные конструкции ГО, выполняющие функцию биологической защиты от ионизирующего излучения, должны соответствовать требованиям законодательства в области санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

27. Должны быть предусмотрены меры по ограничению выхода ионизирующего излучения через зазоры или сварные соединения между отдельными элементами ГО.

28. К железобетонным конструкциям ГО с напрягаемой арматурой, работающей без связи с бетоном, предъявляются следующие требования:

должна быть предусмотрена возможность контроля величины преднапряжения каждого из напрягаемых элементов системы преднапряжения защитной оболочки, а также возможность замены напрягаемых элементов;

в документации на ЛСБ должны быть обоснованы возможность и необходимая величина периодического восстановления натяжения напрягаемых элементов, а также условия, при которых восстановление натяжения напрягаемых элементов не допускается.

29. Для ГО, в котором возможно возникновение избыточного давления, в документации на ЛСБ должны быть предусмотрены средства контроля и регистрации напряженно-деформированного состояния и температуры строительных конструкций ГО.

30. Допустимость эксплуатации блока АЭС с отдельными неработоспособными напрягаемыми элементами ГО должна быть обоснована в документации на ЛСБ.

31. Компонентные решения, принимаемые в проекте АЭС, должны предотвращать повреждение расположенных внутри ГО строительных конструкций и других элементов, важных для безопасности, из-за перепадов давления при нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии.

32. Конструкции изолирующих устройств, люков, дверей, шлюзов, предохранительных и перепускных устройств ЛСБ должны обеспечивать возможность проведения индивидуальных испытаний на срабатывание и герметичность, а также осмотра и ремонта при остановленном реакторе.

33. Толщина защитного слоя, обеспечивающего антикоррозионную защиту металлической арматуры железобетонных конструкций ГО, должна определяться для новых АЭС с учетом агрессивности окружающей среды и проектного срока службы конструкций.

ГЛАВА 4

ГЕРМЕТИЗИРУЮЩАЯ ОБЛИЦОВКА

34. Бетонные поверхности ГО реакторной установки должны иметь металлическую герметизирующую облицовку.

35. Соединения деталей герметизирующей облицовки между собой и с другими элементами ГО должны допускать периодическую проверку на герметичность. В случае герметизирующей стальной облицовки указанные соединения должны быть выполнены сваркой.

36. Методы, объем и периодичность контроля сварных соединений герметизирующей облицовки ГО должны быть обоснованы в документации на ЛСБ.

37. Помещения, служащие емкостью для каких-либо рабочих сред, стены или полы которых являются частью ГО, должны иметь герметизирующую облицовку из нержавеющей стали. Объем и периодичность контроля сварных соединений герметизирующей облицовки должны быть обоснованы в документации на ЛСБ.

38. Тип и шаг анкеровки герметизирующей облицовки должны быть определены с учетом обеспечения работоспособности ГО при авариях. Способы и места крепления герметизирующей стальной облицовки к закладным деталям железобетонных конструкций ГО должны быть обоснованы в проекте АЭС.

39. Не допускается приваривать непосредственно к герметизирующей облицовке подмости, лестницы, люльки и другие приспособления, используемые при монтаже, ремонте и техническом обслуживании ГО.

ГЛАВА 5

ЛЮКИ, ДВЕРИ, ШЛЮЗЫ

40. Для исключения возможности разгерметизации ГО при транспортировании оборудования и проходе персонала в зону локализации аварии (и выходе из нее) ГО должно быть оборудовано шлюзами.

41. Количество шлюзов для ГО реакторной установки, предназначенных для прохода персонала, должно быть не менее двух.

42. Конструкция шлюзов для прохода персонала должна предусматривать между дверями (люками) механическую блокировку, предотвращающую одновременное открытие обеих дверей (люков). Для транспортного шлюза допускается применение электрической блокировки. Размеры шлюзов для прохода персонала должны быть достаточными, чтобы два человека в защитной одежде могли пройти, неся человека на носилках.

43. Двери (люки) шлюзов должны быть снабжены клапанами для выравнивания давления с указателями их положения. Клапаны должны иметь блокировку, предотвращающую одновременное их открытие на двух дверях (люках).

44. Механизмы открытия и закрытия дверей (люков) шлюзов должны быть снабжены электрическими, гидравлическими или другими приводами. Указанные механизмы должны приводиться в действие одним человеком как снаружи, так и изнутри зоны локализации аварии и шлюза.

45. Шлюзы должны быть оборудованы средствами переговорной связи с БПУ.

46. Доступ в зону локализации аварии через шлюзы, предназначенные для прохода персонала, должен осуществляться из зоны контролируемого доступа.

47. Соединения закладных деталей (рам люков и дверей, закладных деталей под шлюзы) с герметизирующей облицовкой должны выполняться сваркой. Соединение корпуса шлюза с закладной деталью также должно выполняться сваркой.

48. Если проектом АЭС предусмотрены двери (люки) для отдельных помещений, находящихся внутри зоны локализации аварии, и к таким дверям (люкам) проектом АЭС предъявляются требования герметичности, то они также должны удовлетворять требованиям настоящих Правил.

49. Конструкции люков, шлюзов, дверей и их закладных деталей должны обеспечивать соблюдение проектных требований по значению утечки, а также по кратности ослабления мощности дозы ионизирующего излучения как при нормальной эксплуатации, так и при нарушениях нормальной эксплуатации, включая проектные аварии.

50. В документации на ЛСБ должно быть обосновано, а в окончательном отчете по обоснованию безопасности блока АЭС (далее – ООБ АЭС) приведено проектное значение утечки, возникающей при расчетном давлении, через люки, двери и шлюзы, а также через герметичные проходки.

51. В ГО, в котором возможно возникновение избыточного давления, люки, двери и ворота должны открываться внутрь зоны локализации аварии. Допускается использование конструкций, открывающиеся части которых сдвигаются параллельно их проему, при условии прижатия их аварийным избыточным давлением к раме со стороны зоны локализации аварии.

52. Допустимые значения времени закрытия дверей (люков) или шлюзов должны быть обоснованы в документации на ЛСБ и приведены в ООБ АЭС.

53. Конструкция люков, дверей и шлюзов, являющихся элементами ГО, должна предусматривать возможность контроля их герметичности с внешней по отношению к зоне локализации аварии стороны после каждого цикла открытия и закрытия.

54. Положение крышек люков, полотен дверей, элементов шлюзов, являющихся элементами ГО, должно контролироваться с БПУ.

55. Люки, используемые при эвакуации, двери и шлюзы необходимо размещать выше максимального уровня жидкости, который может устанавливаться в помещении при нарушениях нормальной эксплуатации АЭС, включая проектные аварии.

56. Проход персонала в пространство между внутренней и внешней защитными оболочками должен осуществляться через установленные во внешней защитной оболочке герметичные двери, количество которых определяется с учетом требований по обеспечению пожарной безопасности. Двери должны быть оснащены механизмами принудительного закрывания (доводчиками).

ГЛАВА 6

ГЕРМЕТИЧНЫЕ ПРОХОДКИ

57. Пересечение строительных конструкций ГО технологическими и электрическими коммуникациями должно осуществляться с применением герметичных проходок.

58. Коммуникации, относящиеся к разным каналам систем безопасности, должны пересекать ГО через разные герметичные проходки.

59. Соединение герметичных проходок с закладными деталями и соединение закладных деталей с герметизирующей стальной облицовкой должны выполняться сваркой.

60. В документации на ЛСБ должны быть обоснованы работоспособность трубопроводных герметичных проходок с учетом воздействий от присоединяемых трубопроводов, а также работоспособность конструкций ГО с учетом тепловых воздействий от герметичных проходок.

61. Герметичные проходки должны быть снабжены контрольной камерой для испытания сварных швов на герметичность. Допустимое значение утечки через каждую проходку при расчетном давлении рабочей среды в ГО должно быть установлено в документации на ЛСБ.

62. В документации на ЛСБ должен быть предусмотрен доступ к каждой трубопроводной проходке для возможности проведения индивидуальных испытаний на герметичность.

63. Конструкции электрических герметичных проходок должны позволять производить индивидуальную проверку проходок на герметичность.

64. Для ГО не допускается применение герметичных проходок с сальниковыми уплотнениями.

65. При составлении документации на ЛСБ должны приниматься меры по минимизации количества герметичных проходок ГО.

ГЛАВА 7 ИЗОЛИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

66. Все пересекающие ГО или присоединяемые к нему трубопроводы должны быть оснащены изолирующими устройствами, устанавливаемыми, насколько это технически возможно, ближе к месту пересечения ГО. Количество изолирующих устройств и места их установки должны выбираться так, чтобы при любом исходном событии проектной аварии и независимо от исходного события отказе одного из элементов систем безопасности, учитываемом в проекте АЭС, обеспечивалась изоляция всех пересекающих ГО трубопроводов, для которых это предусмотрено проектом АЭС.

67. Допустимость отказа от оснащения изолирующими устройствами трубопроводов, не связанных с трубопроводами и оборудованием реакторной установки или с атмосферой помещений зоны локализации аварии и защищенных от возможных внешних и внутренних воздействий при авариях, должна быть обоснована в документации на ЛСБ.

68. На трубопроводах, проходящих через ГО или подсоединяемых к нему и используемых для забора рабочей среды из трубопроводов первого контура или помещений зоны локализации аварии с последующим возвратом в них, а также для выполнения замеров во время аварии, изолирующие устройства могут не устанавливаться при условии, что эти трубопроводы и связываемое ими оборудование отвечают требованиям, предъявляемым настоящими Правилами к элементам ГО.

69. На трубопроводах, используемых только во время ремонтов при остановленном реакторе, может предусматриваться в качестве изолирующих устройств установка трубопроводной арматуры, оборудованной ручным приводом с замком, или приварных заглушек.

70. При возникновении требования на закрытие изолирующих устройств должно обеспечиваться их закрытие за такое время, чтобы выход радиоактивных веществ в окружающую среду не приводил к превышению проектных пределов и критериев безопасности.

71. В документации на ЛСБ для каждого из активных изолирующих устройств на границе зоны локализации аварии должны быть указаны условия, при которых должен формироваться сигнал на закрытие этого изолирующего устройства.

72. Для каждого изолирующего устройства в документации на ЛСБ необходимо обосновать величину проектного значения утечки через него за границу зоны локализации аварии при закрытом положении изолирующего устройства.

73. Изолирующие устройства с пневмоприводом должны при потере давления сжатого воздуха переходить в положение, соответствующее выполнению функции безопасности.

74. Изолирующие устройства, являющиеся активными элементами, должны срабатывать автоматически при формировании условий, установленных в проекте АЭС.

75. В документации на ЛСБ должны быть предусмотрены меры по исключению несанкционированного открытия изолирующих устройств как во время аварии, так и в послеаварийный период, в том числе при потере энергоснабжения привода.

76. Применяемая в качестве изолирующих устройств трубопроводная арматура должна соответствовать требованиям правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводной арматуры для объектов использования атомной энергии.

77. Не допускается применять в качестве изолирующих устройств обратные клапаны.

ГЛАВА 8

ПЕРЕПУСКНЫЕ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

78. Зоны локализации аварии, в которых в соответствии с проектом АЭС во избежание разрушения ГО при авариях предусмотрен сброс среды из одного помещения в другое или за границы зоны локализации аварии (помимо сброса через пассивные конденсаторы пара), должны оснащаться предохранительными и (или) перепускными устройствами с очисткой среды, сбрасываемой из зоны локализации аварии.

79. ГО, не оборудованные предохранительными и (или) перепускными устройствами, должны оснащаться такими устройствами на период испытаний ГО на прочность.

80. Количество предохранительных устройств, их пропускная способность, значения давления открытия и закрытия должны быть определены в документации на ЛСБ.

81. Предохранительные и перепускные устройства ГО должны периодически испытываться на срабатывание и герметичность при остановленном и расхоленном реакторе.

Периодичность испытаний и методика их проведения должны быть обоснованы в документации на ЛСБ.

ГЛАВА 9

ВОДОРОДНАЯ ВЗРЫВОЗАЩИТА

82. Для ГО реакторной установки, а также для систем, элементов и помещений, расположенных в объеме, ограниченном указанным ГО, должны соблюдаться требования нормативных правовых актов, в том числе обязательных для соблюдения технических нормативных правовых актов, в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности, устанавливающих требования к обеспечению водородной взрывозащиты на АЭС.

83. Для новых АЭС минимизируется использование в расположенных внутри ГО реакторной установки оборудовании, трубопроводах и строительных конструкциях (включая биологическую защиту, теплоизоляционные и антикоррозионные покрытия) материалов, образующих водород при нормальной эксплуатации АЭС, а также при нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии.

Перечень возможных процессов (источников), приводящих к образованию водорода, приведен в приложении 1. Конкретный перечень процессов (источников), приводящих к образованию водорода, должен быть обоснован в документации на ЛСБ исходя из возможных процессов (источников), приводящих к образованию водорода, приведенных в приложении 1.

84. В документации на ЛСБ должны содержаться анализ образования, накопления, распределения водорода, критерии, определяющие достаточность обеспечения взрывозащиты в зоне локализации аварии, а также обоснование их соблюдения при нормальной эксплуатации АЭС, нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии.

85. В документации на ЛСБ должны быть определены:

состав взрывоопасных водородсодержащих смесей в помещениях, расположенных в пространстве, ограниченном ГО реакторной установки, при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии;

места и средства контроля концентрации водорода, давления и температуры водородсодержащей смеси в помещениях, расположенных в пространстве, ограниченном ГО реакторной установки;

механические нагрузки и температурные воздействия на ГО реакторной установки, обусловленные горением водородсодержащих смесей при авариях, а также возможные последствия механического и теплового воздействия горения водородсодержащих смесей на системы и элементы АЭС, включая строительные конструкции, расположенные в пространстве, ограниченном ГО реакторной установки.

ГЛАВА 10

КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ ВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ СМЕСЕЙ

86. Концентрация водорода в пределах ГО реакторной установки при нормальной эксплуатации АЭС, нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии, должна контролироваться как минимум двумя независимыми измерительными каналами. Информация о концентрации водорода должна представляться на БПУ.

87. Количество и расположение мест контроля концентрации водорода в пределах ГО реакторной установки должны быть выбраны с учетом возможных мест скопления водорода.

88. На БПУ и РПУ, а также на защищенный пункт управления противоаварийными действиями (далее – ЗПУПД) в процессе аварии должна поступать информация о концентрации внутри ГО реакторной установки водорода, водяного пара и кислорода. Периодичность получения информации должна быть обоснована в документации на ЛСБ.

89. Средства измерений давления и температуры водородсодержащей смеси в пределах ГО реакторной установки должны быть предусмотрены в документации на ЛСБ с выводом информации об этих параметрах на БПУ и РПУ, а также на ЗПУПД.

90. Средства сигнализации (звуковые и световые), выведенные на БПУ и РПУ и срабатывающие в случае превышения установленного в проекте АЭС значения концентрации водорода в зоне локализации аварии должны быть предусмотрены в документации на ЛСБ.

РАЗДЕЛ III

ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВУ СИСТЕМ СНИЖЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ, ОТВОДА ТЕПЛА И ОЧИСТКИ СРЕД, ВОДОРОДНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИТЫ

ГЛАВА 11

АКТИВНАЯ СПРИНКЛЕРНАЯ СИСТЕМА

91. Активная спринклерная система, если она предусмотрена проектом АЭС, должна обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- снижение давления среды в зоне локализации аварии;
- отвод тепла из зоны локализации аварии;
- снижение концентрации радиоактивных веществ в помещениях зоны локализации аварии.

92. Во время работы блока АЭС на мощности должна быть предусмотрена возможность проверки работоспособности активных элементов спринклерной системы, в том числе спринклерных насосов, без вывода системы из состояния готовности.

93. Активная спринклерная система должна быть устроена и изготовлена так, чтобы ее можно было подвергать проверке с целью подтверждения соответствия расходных характеристик проектным требованиям. Требования к объему и периодичности испытаний спринклерной системы должны быть обоснованы в документации на ЛСБ.

94. Для бесперебойного снабжения активной спринклерной системы рабочей средой во время аварии и в послеаварийный период в документации на ЛСБ должны быть предусмотрены водосборники. В качестве водосборников могут использоваться: бак-приямок, бассейн-барботер, водосборники других систем безопасности, если в проекте АЭС обосновано, что совмещение функций элементами указанных систем не приводит к нарушению требований по обеспечению безопасности АЭС.

95. В документации на ЛСБ должны быть предусмотрены меры по исключению неоднородности раствора в водосборниках активной спринклерной системы, средства очистки и поддержания химического состава раствора, а также меры по ограничению коррозионного воздействия раствора на материалы внутри ГО.

96. Конструкция водосборников должна выбираться таким образом, чтобы обеспечивалось сохранение работоспособности каналов систем безопасности, использующих указанные водосборники.

97. Конструкция водосборников должна предусматривать очистку воды, подаваемой на насосы, от механических загрязнений, в том числе от теплоизоляции трубопроводов, смываемой с трубопроводов при возникновении разрыва, и исключать потерю воды при любом режиме работы блока АЭС.

98. Объем воды в водосборнике, конструкция его фильтрующих элементов и заборных устройств должны обеспечивать одновременную работу всех подключенных к этому водосборнику спринклерных насосов и насосов других систем безопасности без срывов подачи воды на насосы с учетом задержки возврата воды в водосборник из помещений зоны локализации аварии.

ГЛАВА 12

ВЕНТИЛЯЦИОННО-ОХЛАДИТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ

99. Вентиляционно-охладительные системы должны обеспечивать выполнение одной или нескольких следующих функций:

- отвод тепла из зоны локализации аварии;
- создание разрежения в зоне локализации аварии;
- снижение концентрации радиоактивных веществ в зоне локализации аварии;
- обеспечение необходимого разрежения в пространстве между двумя защитными оболочками (при наличии на блоке АЭС двойной защитной оболочки).

100. Отказ от использования вентиляционно-охладительных систем в составе ЛСБ должен быть обоснован в документации на ЛСБ.

101. Вентиляционно-охладительные системы должны соответствовать требованиям нормативных правовых актов, в том числе обязательных для соблюдения технических нормативных правовых актов, в области ядерной и радиационной безопасности.

ГЛАВА 13

СИСТЕМА ПАССИВНОЙ КОНДЕНСАЦИИ ПАРА

102. Системы пассивной конденсации пара, если они предусмотрены проектом АЭС, должны обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- снижение давления среды в зоне локализации аварии;
- отвод тепла из зоны локализации аварии.

При наличии обоснования в документации на ЛСБ системы пассивной конденсации пара могут использоваться для выполнения и иных функций.

103. Пассивные конденсаторы пара должны иметь запас хладагента, обеспечивающего в проектном объеме конденсацию образующегося пара при авариях с разгерметизацией трубопроводов внутри ГО.

104. В случае, если стены пассивного конденсатора пара составляют часть ГО, на них распространяются требования раздела II настоящих Правил.

105. Трубопроводы, оборудование, элементы их крепления и прочие элементы системы пассивной конденсации пара должны быть рассчитаны на воздействие потока паровоздушной смеси и другие динамические воздействия, возникновение которых возможно при нормальной эксплуатации АЭС и ее нарушениях, включая аварии.

106. В документации на ЛСБ должны быть предусмотрены меры по исключению повреждения стенок пассивного конденсатора пара от гидравлических ударов, возможных при конденсации пара, а также от возможного разрежения среды в зоне локализации аварии.

107. В документации на ЛСБ должны быть предусмотрены меры по исключению неоднородности раствора в объеме водосборников системы пассивной конденсации пара.

108. В документации на ЛСБ должны быть предусмотрены меры, предотвращающие снижение производительности систем пассивной конденсации пара из-за накопления неконденсирующихся газов.

109. В документации на ЛСБ должно быть обосновано значение требуемого времени автономной работы систем пассивной конденсации пара.

ГЛАВА 14

СИСТЕМЫ ВОДОРОДНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИТЫ

110. Системы водородной взрывозащиты должны выполнять следующие функции:

предотвращение образования взрывоопасных смесей в зоне локализации аварии путем поддержания концентрации водорода в смеси ниже нижнего концентрационного предела распространения пламени;

предотвращение появления источника инициирования взрыва в зоне локализации аварии;

контроль концентрации водорода в зоне локализации аварии.

111. В составе систем водородной взрывозащиты применяются:

системы сжигания водородсодержащих смесей в зоне локализации аварии;

системы удаления водородсодержащей смеси из зоны локализации аварии, включая очистку смеси и сброс ее в окружающую среду;

системы перемешивания среды в зоне локализации аварии;

системы аварийной и послеаварийной флегматизации.

Состав и характеристики систем, обеспечивающих водородную взрывозащиту, должны быть обоснованы в документации на ЛСБ.

112. Системы водородной взрывозащиты должны выполнять свои функции при неработоспособности одного (любого) активного элемента или имеющего движущиеся части пассивного элемента указанных систем.

ГЛАВА 15

АВАРИЙНЫЕ УСТАНОВКИ ГАЗОАЭРОЗОЛЬНОЙ ОЧИСТКИ

113. Аварийные установки газоаэрозольной очистки, если они предусмотрены проектом АЭС, должны обеспечивать выполнение следующих функций:

снижение давления среды в зоне локализации аварии;

снижение концентрации радиоактивных веществ в атмосфере помещений зоны локализации аварии и в выбросе радиоактивных веществ в окружающую среду.

114. Фильтровальные элементы аварийной установки газоаэрозольной очистки должны быть доступны для замены при нормальной эксплуатации и в послеаварийный период.

115. Выполнение функций аварийной газоаэрозольной очистки вентиляционно-охлаждающими системами либо системами водородной взрывозащиты допускается при условии обоснования допустимости совмещения функций указанными системами в документации на ЛСБ.

РАЗДЕЛ IV

ТРЕБОВАНИЯ К УПЛОТНЕНИЯМ И МАТЕРИАЛАМ

ГЛАВА 16

УПЛОТНЕНИЯ И ГЕРМЕТИЗАЦИЯ УПЛОТНЕНИЙ

116. Уплотнения элементов ЛСБ, образующих границу зоны локализации аварии, должны обеспечивать требуемую в соответствии с проектом АЭС герметичность при нормальной эксплуатации АЭС, нарушениях нормальной эксплуатации, включая проектные аварии.

117. Замена уплотнений элементов ЛСБ (люков, дверей, шлюзов, клапанов и других элементов), которая может привести к разгерметизации ГО реакторной установки, должна проводиться только при остановленном и расхоленном реакторе.

118. Допускается герметизация сваркой с использованием переходных элементов отдельных дверей, люков, элементов коммуникаций ремонтных вентиляционных систем.

119. При герметизации сваркой должен быть выполнен контроль качества сварных соединений, а также обеспечено выполнение требований, предъявляемых к элементам ЛСБ, включая требования к герметичности.

ГЛАВА 17

МАТЕРИАЛЫ

120. Материалы для изготовления элементов ЛСБ должны применяться с учетом условий их эксплуатации, физических, механических и технологических характеристик для обеспечения выполнения элементами ЛСБ своих функций в течение их проектного срока службы.

121. Для оборудования и трубопроводов ЛСБ следует использовать основные материалы в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электростанций», утвержденными постановлением, утвердившим настоящие Правила, и сварочные материалы в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Основные положения по сварке элементов локализирующих систем безопасности атомных электростанций», утвержденными постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12 июня 2017 г. № 26.

Для изготовления входящей в ЛСБ трубопроводной арматуры применяются основные, сварочные и наплавочные материалы, приведенные в правилах устройства и безопасной эксплуатации трубопроводной арматуры для объектов использования атомной энергии.

122. Применение материалов для железобетонных конструкций ГО осуществляется в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, в том числе обязательных для соблюдения технических нормативных правовых актов, в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности.

123. При изготовлении, монтаже и ремонте герметизирующих облицовок, баков и кожухов, относящихся к элементам ЛСБ, следует использовать сварочные материалы, соответствующие требованиям нормативных правовых актов, в том числе обязательных для соблюдения технических нормативных правовых актов, в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности, устанавливающих основные положения по сварке элементов ЛСБ.

124. Для применения новых материалов при изготовлении, монтаже и ремонте герметизирующих облицовок, баков и кожухов, являющихся элементами ЛСБ, необходимо:

- провести испытания опытной партии материала;
- подготовить отчет согласно приложению 2;
- согласовать отчет со специализированной организацией.

Возможность применения новых материалов согласовывается эксплуатирующей организацией с разработчиком проекта АЭС.

Для изготовления, монтажа или ремонта конкретной герметизирующей облицовки, бака или кожуха, являющихся элементами ЛСБ, допускается применение новых материалов по техническому решению, подготовленному с привлечением специализированной организации и разработчика проекта АЭС. Указанное техническое решение с обосновывающими его материалами, подтверждающими возможность изготовления (монтажа, ремонта) с обеспечением требуемого качества, должно быть представлено в эксплуатирующую организацию. При этом объем и номенклатура представляемых сведений, из числа указанных в приложении 2, должны определяться организациями, составившими техническое решение в зависимости от конкретных условий эксплуатации герметизирующих облицовок, баков и кожухов.

Утвержденное техническое решение должно прилагаться к паспорту на ЛСБ, а обосновывающие материалы должны храниться в эксплуатирующей организации в течение всего срока эксплуатации ЛСБ.

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

126. Материалы при их получении должны проходить входной контроль (на отсутствие механических, коррозионных и иных повреждений, на соответствие маркировки, количества, весовых и габаритных размеров сопроводительной документации) с документированием его результатов, а также контроль перед выдачей в производство (в монтаж).

127. При изготовлении и монтаже элементов ЛСБ должны быть предусмотрены меры (в том числе, при переносе маркировки, межоперационном складировании), исключающие перепутывание материалов.

РАЗДЕЛ V

ТРЕБОВАНИЯ К ИЗГОТОВЛЕНИЮ, МОНТАЖУ, РЕМОНТУ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕЙ СТАЛЬНОЙ ОБЛИЦОВКИ И ЗАКЛАДНЫХ ДЕТАЛЕЙ; К СВАРКЕ И КОНТРОЛЮ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

ГЛАВА 18

ТРЕБОВАНИЯ К ИЗГОТОВЛЕНИЮ, МОНТАЖУ, РЕМОНТУ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕЙ СТАЛЬНОЙ ОБЛИЦОВКИ И ЗАКЛАДНЫХ ДЕТАЛЕЙ

128. Технология изготовления, монтажа и ремонта герметизирующей стальной облицовки и закладных деталей должна обеспечивать ГО зоны локализации аварии, предусмотренную проектом АЭС, в течение всего срока службы АЭС. Монтажные сварные соединения должны быть доступны для контроля в процессе эксплуатации. При недоступности монтажных соединений для контроля в процессе эксплуатации в документации на ЛСБ должно быть обосновано выполнение этими соединениями проектных функций в период назначенного срока службы.

129. В документации на ЛСБ должны быть предусмотрены мероприятия, исключающие повреждение герметизирующей облицовки и других элементов ЛСБ в процессе проведения работ по бетонированию и монтажу оборудования.

130. В документации по изготовлению и монтажу должен быть приведен перечень коммуникаций, проходящих через строительные конструкции ГО или присоединенных к ним, при этом для каждой коммуникации должны быть указаны:

соединения этой коммуникации с трубопроводами первого контура, атмосферой внутри ГО или элементами другой системы, расположенной внутри ГО;

наименование системы (элемента), с которой соединена коммуникация за границами ГО вне зоны локализации аварии.

131. Антикоррозионное покрытие герметизирующей стальной облицовки ГО должно наноситься на заводе-изготовителе. Антикоррозионное покрытие сварных соединений производится после монтажа.

132. При бетонировании, монтаже оборудования и проведении других работ в зоне локализации аварии должны быть предусмотрены мероприятия по обеспечению сохранности герметизирующей облицовки (применение защитных настилов полов, защитных щитов на стенах, отбойников в местах возможного удара при транспортировании грузов, подготовка мест, к которым могут быть приложены сосредоточенные нагрузки при монтаже).

133. Приложение сосредоточенных нагрузок к герметизирующей облицовке в местах строповки, опирания при складировании и транспортировании, в местах установки тяжеловесных элементов ГО и в других случаях допускается только при условии согласования с разработчиком проекта АЭС.

134. Бетонирование перекрытий и стен, герметизирующая облицовка которых используется в качестве опалубки, необходимо выполнять послойно. Высота слоя бетонирования, а также порядок закрепления герметизирующей облицовки должны быть обоснованы в документации на ЛСБ.

135. Сварные соединения элементов герметизирующей облицовки между собой и с другими элементами ГО должны допускать периодическую проверку герметичности в процессе монтажа, ввода в эксплуатацию и при эксплуатации. Сварные соединения элементов ГО, выполненных в заводских условиях, допускается не контролировать индивидуально в процессе монтажа, ввода в эксплуатацию и эксплуатации, если работоспособность этих соединений подтверждается во время интегральных испытаний ГО на прочность и герметичность.

ГЛАВА 19

ТРЕБОВАНИЯ К СВАРКЕ И КОНТРОЛЮ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

136. Сварка элементов ЛСБ должна выполняться в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Основные положения по сварке элементов локализирующих систем безопасности атомных электростанций».

137. Контроль качества сварных соединений элементов ЛСБ должен осуществляться в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила контроля сварных соединений элементов локализирующих систем безопасности атомных электростанций», утвержденными постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12 июня 2017 г. № 26.

РАЗДЕЛ VI ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ

ГЛАВА 20 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

138. ЛСБ и их элементы должны проходить проверку на соответствие проектным показателям при вводе в эксплуатацию, после ремонта и периодически в течение всего срока службы блока АЭС.

139. Проверка ЛСБ и их элементов на соответствие проектным характеристикам должна обеспечиваться путем проведения следующих видов испытаний:

- испытание на прочность;
- испытание на герметичность;
- функциональное испытание;
- испытание биологической защиты.

В зависимости от назначения ЛСБ и их элементы должны подвергаться либо всем указанным испытаниям, либо их отдельным видам в соответствии с требованиями настоящих Правил и проекта АЭС.

140. Испытания элементов ЛСБ после их изготовления на соответствие проектным характеристикам должны проводиться заводом-изготовителем по программам испытаний, утвержденным в установленном на заводе-изготовителе порядке.

141. В документации на ЛСБ должны быть приведены методики проведения испытаний ЛСБ и их элементов после монтажа (строительства), при подготовке к вводу в эксплуатацию и в процессе эксплуатации. Испытания ЛСБ и их элементов должны проводиться по программам, разработанным эксплуатирующей организацией на основе документации на ЛСБ.

142. При проведении испытаний должны быть предусмотрены мероприятия, направленные на предотвращение повреждения элементов ГО, а также иных элементов АЭС, важных для безопасности, в случае нарушения параметров испытаний, предусмотренных проектом АЭС.

143. Испытания ГО на герметичность и прочность должны проводиться после завершения монтажа всех элементов ГО, а также обеспечивающих и управляющих систем в объеме, который необходим для выполнения ГО всех функций, предусмотренных проектом АЭС.

144. Для проведения испытаний ГО избыточным давлением должны быть предусмотрены линии подачи и сброса испытательной среды. Линия сброса при испытаниях ГО на прочность, а также на герметичность расчетным давлением должна быть снабжена предохранительными устройствами.

145. По результатам испытаний ЛСБ и их элементов должны быть составлены протоколы, ведомости и акты по формам согласно приложению 3. Результаты испытаний заносятся в паспорт ЛСБ, оформляемый в соответствии с пунктом 204 настоящих Правил.

146. Выявленные в ходе испытаний дефекты должны быть устранены, а испытания проведены повторно.

147. Запрещается проведение испытаний ГО на герметичность и прочность при неисправных предохранительных устройствах.

ГЛАВА 21

ИСПЫТАНИЯ ГО НА ПРОЧНОСТЬ

148. Испытания ГО на прочность проводятся избыточным давлением, а также разрежением один раз за весь срок службы блока АЭС при подготовке к вводу блока АЭС в эксплуатацию.

В документации на ЛСБ должны быть установлены критерии необходимости проведения повторных испытаний на прочность. Решение о проведении повторных испытаний при достижении указанных критериев принимает эксплуатирующая организация.

149. Величина избыточного давления испытательной среды при испытаниях ГО на прочность должна быть равна расчетному давлению, увеличенному в 1,15 раза.

150. При испытаниях ГО на прочность необходимо:

экспериментально определять динамику изменения параметров напряженно-деформированного состояния в контрольных точках, установленных в проекте АЭС;

сопоставлять данные испытаний с расчетными и (или) предельно допустимыми значениями, установленными в проекте АЭС.

151. В целях установления значений напряжений в контрольных точках и сопоставления их с проектными значениями изменение величины избыточного давления или разрежения при испытаниях на прочность следует производить с заданной в проекте АЭС скоростью и выдержкой на указанных в проекте АЭС значениях (ступенях) давления.

Дальнейшее изменение давления рабочей среды до очередного значения (ступени) испытательного давления может проводиться только после получения достоверного вывода о соответствии ГО проектным критериям прочности.

152. В процессе испытания ГО на прочность должны регистрироваться следующие параметры:

данные визуального осмотра наружных поверхностей ГО, доступных для осмотра;

параметры напряженно-деформированного состояния ГО в контрольных точках;

температура элементов ГО;

усилия в арматурных канатах системы преднапряжения защитной оболочки, на которых установлены датчики контроля усилия натяжения;

параметры среды в объеме зоны локализации аварии;

данные геодезического контроля перемещений элементов ГО;

температура окружающей среды вне ГО.

Параметры, указанные в абзацах втором – седьмом части первой настоящего пункта, следует измерять в контрольных точках ГО, которые должны быть указаны в документации на ЛСБ и программе испытаний.

153. Критерии оценки прочности ГО должны быть обоснованы в документации на ЛСБ. Критериями оценки напряженно-деформированного состояния должны служить значения или изменения значений указанных в пункте 152 настоящих Правил параметров при соответствующем значении испытательного давления. Эти критерии должны быть приведены в программе испытаний ГО, разработанной на основе проекта АЭС.

ГЛАВА 22

ИСПЫТАНИЯ ГО НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

154. Испытание ГО на герметичность давлением воздуха, соответствующим расчетному давлению, проводится один раз в период предпусковых наладочных работ (далее – ПНР) (после окончания строительных и монтажных работ до первой загрузки реактора), затем повторяется не реже одного раза в 10 лет или с периодичностью, обоснованной в проекте АЭС, а также после ремонта или замены элементов, влияющих на герметичность и прочность, если эти элементы не могут быть проконтролированы локально.

155. Испытание ГО на герметичность в период эксплуатации АЭС должно проводиться при остановленном и расхоленном реакторе пониженным (ниже расчетного) избыточным давлением. Значение пониженного давления, а также

периодичность проведения испытаний ГО на герметичность пониженным давлением должны быть обоснованы в документации на ЛСБ и представлены в ООБ АЭС.

156. ГО (или его автономные части), для которых проектом АЭС предусмотрено при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, включая аварии, поддержание разрежения, должны при эксплуатации АЭС периодически испытываться на герметичность разрежением. Величина испытательного разрежения и периодичность испытаний разрежением при эксплуатации должны быть обоснованы в документации на ЛСБ и представлены в ООБ АЭС.

157. Для блоков АЭС, имеющих в составе ЛСБ барботажно-вакуумную систему, должны выполняться испытания расчетным и (или) пониженным давлением воздуха, подтверждающие выполнение функций той части ГО, которая служит в качестве воздушной ловушки, а также расчетным разрежением той части ГО, где разрежение создается во время аварий.

158. При испытаниях ГО на герметичность уровни рабочей среды в каждом водосборнике, баке должны соответствовать рабочим уровням при нормальной эксплуатации.

159. При измерениях для расчета значения утечки из ГО и отдельных его элементов при испытаниях на герметичность должны использоваться аттестованные методики (методы) измерений.

160. Обнаруженные дефекты должны документироваться в установленном эксплуатирующей организацией порядке.

Оборудование, расположенное внутри ГО, должно выдерживать испытания без потери работоспособности.

161. При интегральных испытаниях ГО реакторной установки на герметичность следует регистрировать параметры среды в зоне локализации аварии (давление, температуру, влажность) с частотой не реже одного раза в течение 1 часа до выполнения следующего условия:

$$\Delta L/L < 0,3 \text{ при } \alpha \geq 0,95,$$

где ΔL – погрешность определения значения утечки, % в сутки;

L – значение утечки, полученное во время испытаний, % в сутки;

α – доверительная вероятность.

162. Испытания ГО на герметичность в период ПНР должны проводиться не менее чем при двух значениях давления – пониженном и расчетном. При этом на обеих ступенях давления необходимо осуществлять выдержку в течение периода стабилизации параметров в зоне локализации аварии (в соответствии с требованиями пункта 166 настоящих Правил).

163. Критерием оценки результатов испытаний ГО при расчетном давлении должно служить значение утечки, приведенное в проекте АЭС. При этом должно выполняться неравенство:

$$(L + \Delta L) < L_{\text{пр}},$$

где L – значение утечки, полученное во время испытаний с соблюдением требований пункта 166 настоящих Правил, % в сутки;

$L_{\text{пр}}$ – значение утечки, приведенное в проекте АЭС, % в сутки;

ΔL – погрешность определения значения утечки, % в сутки.

164. Критерием оценки результатов испытаний ГО на герметичность во время эксплуатации является выполнение неравенства:

$$L_k < 1,15 L_{\text{кр}},$$

где $L_k = (L + \Delta L)$ – значение утечки, полученное во время испытаний при эксплуатации, % в сутки;

$L_{\text{кр}}$ – значение утечки, полученное во время предэксплуатационных испытаний пониженным давлением в период ПНР, % в сутки.

165. Значение утечки при предэксплуатационных испытаниях пониженным давлением в период ПНР ($L_{кр}$) должно заноситься в паспорт ГО для использования его в качестве критерия при испытаниях в процессе эксплуатации АЭС.

166. Полученное значение утечки из ГО должно быть отнесено к среднему значению давления в зоне локализации аварии при испытаниях ГО на герметичность за время снятия показаний.

167. Параметры среды в ГО, при которых проводятся интегральные испытания, должны быть обоснованы в документации на ЛСБ.

168. Скорость повышения и снижения давления в зоне локализации аварии во время испытаний на герметичность с учетом погрешности ее определения не должна превышать значений, обоснованных в проекте АЭС.

169. В документации на ЛСБ должна быть предусмотрена возможность сброса среды из зоны локализации аварии через фильтры после испытаний ГО на герметичность во время эксплуатации.

170. В случае применения при испытаниях ГО на герметичность «абсолютного» метода определения значения утечки указанные испытания должны проводиться в соответствии с основными пределами измерений при интегральных испытаниях ГО согласно приложению 4.

ГЛАВА 23

ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ГО НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

171. Испытания элементов ГО (люки, шлюзы, изолирующие устройства, герметичные двери и проходки) на герметичность в период сооружения блока АЭС и ввода в эксплуатацию должны проводиться поэтапно, по мере завершения монтажных работ по сооружению ГО. Элементы ГО должны быть доступны для проведения указанных испытаний.

Элементы ГО, которые подлежат испытаниям на герметичность, должны быть определены в документации на ЛСБ.

172. Уплотнения шлюзов должны испытываться после каждого цикла открытия и закрытия при работе блока АЭС на мощности, а также перед пуском блока АЭС.

ГЛАВА 24

ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ ПОМЕЩЕНИЙ, ВОДОСБОРНИКОВ И БАКОВ

173. Гидравлическим испытаниям должны подвергаться помещения, указанные в пунктах 15, 16 и 37 настоящих Правил, водосборники, а также баки. В документации на ЛСБ должны быть предусмотрены системы заполнения и дренирования указанных помещений.

174. Гидравлические испытания должны проводиться при вводе в эксплуатацию помещений, водосборников и баков и периодически в течение всего срока службы блока АЭС (периодичность устанавливается проектом АЭС), а также после проведения ремонтных работ, затрагивающих герметизирующие элементы.

175. При необходимости проведения испытаний в зимних условиях должны быть приняты меры по предотвращению замерзания воды. Гидравлические испытания следует проводить при температуре подаваемого воздуха 5 °С и выше. Применение соляных растворов не допускается.

176. По мере заполнения водой помещений, водосборников, баков необходимо наблюдать за состоянием конструкций и появлением течей, в том числе из контрольных полостей. При обнаружении течи необходимо прекращать испытание, сливать воду и устранять причину течи.

177. Помещение, водосборник, бак считаются выдержавшими гидравлические испытания, если в течение 24 часов не появляются течи на поверхности стенки бака или по краям днища (для помещений и водосборников – из контрольных полостей), а также не зафиксировано снижение уровня воды, за исключением снижения уровня воды, вызванного изменением температуры жидкости в процессе испытаний.

ГЛАВА 25

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЛСБ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

178. В документации на ЛСБ должно быть предусмотрено проведение функциональных испытаний ЛСБ и их элементов при подготовке к вводу блока АЭС в эксплуатацию и периодически в процессе эксплуатации АЭС.

179. Во время эксплуатации ЛСБ и их элементы должны испытываться с периодичностью, обоснованной в проекте АЭС.

180. Функциональные испытания ЛСБ и их элементов в процессе эксплуатации АЭС не должны приводить к выводу их из состояния готовности.

181. Во время испытаний элементов ЛСБ должно подтверждаться соответствие проекту АЭС следующих основных характеристик и показателей:

- при вводе блока АЭС в эксплуатацию:
 - расходных характеристик насосов и газодувок систем;
 - способности фильтрующих элементов выполнять свои функции;
 - работоспособности средств измерений;
 - способности насосов выполнять свои функции при минимально допустимом уровне воды в водосборнике;
- времени от начала пуска насосов до начала поступления воды в водосборник;
- уровня воды в водосборнике;
- работоспособности трубопроводной арматуры;
- проектных характеристик спринклерных форсунок;
- периодически во время эксплуатации:
 - характеристик насосов и газодувок систем;
 - работоспособности средств измерений;
 - работоспособности трубопроводной арматуры.

182. Трубопроводы и форсунки спринклерной системы необходимо проверять воздухом на проходимость при остановленном реакторе с обоснованной в проекте АЭС периодичностью.

183. При проведении функциональных испытаний изолирующих устройств необходимо проверять работоспособность изолирующих устройств, включая определение значения времени, требуемого на их закрытие.

184. Функциональные испытания активных элементов ЛСБ должны проводиться с одновременной проверкой работоспособности их штатных приводов.

185. Активные изолирующие устройства должны подвергаться функциональным испытаниям при остановленном реакторе с периодичностью, обоснованной в проекте АЭС, за исключением случаев, когда необходимость и безопасность проведения проверки отдельных параметров изолирующих устройств при работе реактора на мощности обоснована в проекте АЭС.

ГЛАВА 26

ИСПЫТАНИЯ БИОЛОГИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ЛСБ

186. Испытания биологической защиты ЛСБ необходимо проводить при вводе блока АЭС в эксплуатацию.

187. Испытанию биологической защиты подлежат следующие участки ГО:

- места расположения дверей, люков, шлюзов и проходов;
- места возможного нахождения персонала (при нормальной эксплуатации, во время аварий и после них) с наружной стороны ГО.

Объем испытаний, конкретные участки испытаний, а также проектные значения параметров ионизирующего излучения указываются в документации на ЛСБ.

188. Конструкции биологической защиты считаются пригодными для эксплуатации, если в установленных в проекте АЭС местах мощность дозы ионизирующего излучения не превышает проектные значения.

РАЗДЕЛ VII

ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ И РЕГИСТРАЦИЯ ЛСБ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

ГЛАВА 27

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

189. Эксплуатирующая организация обязана осуществлять эксплуатацию ЛСБ и их элементов в соответствии с требованиями настоящих Правил, а также назначить лицо, осуществляющее внутренний контроль за ЛСБ и их элементами, и лицо, ответственное за их исправное состояние, из числа инженерно-технического персонала, прошедших обучение и проверку знаний по вопросам ядерной и радиационной безопасности.

190. Техническое обслуживание и ремонт ЛСБ и их элементов должны выполняться персоналом, прошедшим обучение и проверку знаний по вопросам ядерной и радиационной безопасности.

191. ЛСБ должны быть полностью смонтированы, испытаны и готовы выполнять предусмотренные проектом АЭС функции до завоза ядерного топлива на АЭС.

192. Не допускается пуск блока АЭС, а также работа реакторной установки на мощности в следующих случаях:

- при значении утечки из ГО, превышающем проектное значение утечки;
- при неработоспособности элементов ЛСБ, а также элементов обеспечивающих и управляющих систем безопасности, необходимых для проектного функционирования ЛСБ, в количестве, не соответствующем установленным условиям безопасной эксплуатации;
- при неработоспособности арматурных канатов ГО в количестве, при котором не соблюдаются установленные в проекте АЭС условия безопасной эксплуатации;
- при неработоспособности перепускных и предохранительных устройств ГО;
- при наличии утечки рабочей среды из водосборников ЛСБ, значение которой превышает обоснованную в проекте АЭС величину.

193. Для ЛСБ и их элементов в ООБ АЭС должны быть установлены и приведены в технологическом регламенте эксплуатации блока АЭС условия безопасной эксплуатации, включая ограничения по отклонениям технологических параметров ЛСБ и их элементов, требования к минимальному составу работоспособных элементов ЛСБ, а также условия вывода из работоспособного состояния элементов ЛСБ для технического обслуживания, ремонта и испытаний.

194. При эксплуатации ЛСБ и их элементов должны соблюдаться требования инструкций по эксплуатации оборудования и систем, а также требования технологического регламента эксплуатации блока АЭС.

195. Для поддержания работоспособности ЛСБ и их элементов должны проводиться производственный контроль, в том числе коррозионного износа, техническое обслуживание, ремонт, испытания и проверки. Эксплуатирующей организацией должна быть разработана программа контроля технического состояния ЛСБ, устанавливающая требования к объему и периодичности контроля технического состояния ЛСБ и их элементов, технического обслуживания, ремонта, испытаний и проверок на основе проектных требований, требований технологического регламента эксплуатации блока АЭС, а также с учетом результатов предыдущего контроля. Результаты проверок и испытаний должны оформляться актом и заноситься в паспорт ЛСБ.

196. После проведения ремонта элементы ЛСБ должны быть испытаны на соответствие проектным характеристикам.

197. Не допускается проведение ремонтных работ на оборудовании и трубопроводах ЛСБ, находящихся под давлением.

198. Перед вводом в эксплуатацию ЛСБ и их элементов после ремонта, а также после длительного останова реакторной установки (более трех суток) должны быть проверены положение и исправность изолирующих устройств.

199. По окончании ремонтных работ и проверки функционирования отремонтированного элемента ЛСБ, либо ЛСБ в целом в паспорт ЛСБ заносятся перечень ремонтных работ и результаты проверки.

200. В состояниях АЭС с остановленным и расхожденным реактором допускается разгерметизация ГО реакторной установки при принятии специальных технических и организационных мер, достаточность которых должна быть обоснована в документации на ЛСБ. В остальных случаях при нахождении внутри ГО радиоактивных веществ в количествах, способных при выходе за пределы ГО привести к аварии, разгерметизация ГО не допускается.

201. Необходимость и порядок доступа персонала для выполнения технического обслуживания в процессе эксплуатации блока АЭС в зоне локализации аварии при работающем на мощности реакторе, а также при нерасхожденной реакторной установке должны быть обоснованы в документации на ЛСБ и отражены в технологическом регламенте эксплуатации блока АЭС.

ГЛАВА 28

ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТАЦИИ

202. В документации на ЛСБ должны быть предусмотрены требования к документации, в соответствии с которой осуществляется изготовление и монтаж элементов ЛСБ.

203. В инструкциях по эксплуатации оборудования и систем должны быть указаны объем и периодичность технического обслуживания и проверок работоспособности ЛСБ и их элементов, установленные с учетом требований настоящих Правил, проекта АЭС, результатов испытаний при проведении пуско-наладочных работ.

204. На каждую ЛСБ эксплуатирующей организацией должен составляться паспорт. Паспорт ЛСБ должен содержать следующие сведения:

- наименование ЛСБ;
- перечень элементов (оборудования, трубопроводов и строительных конструкций) ЛСБ;
- программа испытаний ЛСБ;
- сведения о лице, ответственном за исправное состояние ЛСБ;
- сведения о трубопроводах ЛСБ, а именно:
 - назначение, срок службы;
 - класс безопасности трубопровода, категория сейсмостойкости;
 - год окончания монтажа, обозначение чертежа трубопровода и наименование организации – изготовителя деталей и сборочных единиц трубопровода, наименование монтажной организации, сведения о рабочей среде, расчетном и рабочем давлении и расчетной температуре;
 - сведения о материалах трубопровода;
 - величины номинального наружного диаметра, толщина стенок и длина труб;
 - сведения о выявленных дефектах и их ремонте;
 - сведения о строительных конструкциях ГО (при наличии ГО в составе ЛСБ) и иных строительных конструкциях, а именно:
 - данные о железобетонных конструкциях (марка и плотность бетона, класс прочности бетона на сжатие, сведения о морозостойкости и водонепроницаемости бетона, сведения о типе арматурных изделий – напрягаемые или ненапрягаемые, количестве и конструкции арматурных изделий);
 - класс безопасности ГО (иных строительных конструкций), категория сейсмостойкости;
 - материалы и конструкция герметизирующей облицовки;
 - материалы и конструкция закладных деталей;
 - количество трубопроводных и кабельных герметичных проходок различного типа, конструкция герметичных проходок, используемые материалы;
 - количество шлюзов, сведения о конструкции шлюзов, материалы шлюзов;
 - данные о напряженно-деформированном состоянии ГО, полученные при проведении испытаний ГО на прочность;
 - данные об усилиях в напрягаемых арматурных пучках ГО в местах установки датчиков;

сведения о химическом составе и механических характеристиках материалов сварных соединений и о химическом составе наплавов;

значение утечки (проектное и фактическое) из ГО в период ПНР при расчетном давлении;

значение утечки (фактическое) из ГО в период ПНР при пониженном давлении;
параметры и результаты (полученные значения утечек) локальных (индивидуальных) и интегральных испытаний, выполненных при эксплуатации АЭС;

сведения о выявленных дефектах и их ремонте;
сведения об оборудовании ЛСБ по каждой единице, а именно:
наименование оборудования, назначение, срок службы;
наименование организации-изготовителя, заводской номер, год изготовления;
класс безопасности, категория сейсмостойкости;
технические характеристики оборудования и его основных частей, включая сведения о рабочей среде, расчетном давлении и температуре;
сведения о химическом составе и механических характеристиках материалов деталей, сварных соединений и наплавов (для последних – только химический состав);

сведения о термообработке;
сведения о результатах неразрушающего контроля деталей, сварных соединений и наплавов, выявленных дефектах и их ремонте;

параметры и результаты испытаний;
сведения о консервации и упаковывании;
сведения о соответствии изготовленного оборудования требованиям нормативных правовых актов, в том числе обязательных для соблюдения технических нормативных правовых актов, в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности, и конструкторской документации;

гарантийные обязательства.

К паспорту ЛСБ прилагаются:

свидетельства о монтаже трубопроводов;

паспорта оборудования и трубопроводов ЛСБ;

свидетельства о монтаже ГО и иных элементов ЛСБ;

инструкции по эксплуатации, содержащие сведения, необходимые для проверки основных размеров и соответствия оборудования установленным проектом АЭС требованиям, а также сведения об оснащении арматурой, если она поставляется вместе с оборудованием;

копии документов об оценке соответствия для элементов ЛСБ в случае и порядке, предусмотренных законодательством об оценке соответствия и аккредитации;

расчеты на прочность или выписки из них со ссылкой на расчеты и описанием исходных данных и результатов.

205. В паспорт ЛСБ для оборудования и трубопроводов, входящих в состав ЛСБ и в отношении которых составляются паспорта в соответствии с нормативными правовыми актами, в том числе обязательными для соблюдения технических нормативных правовых актов, в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности.

206. При эксплуатации ЛСБ паспорт должен дополняться сведениями о выполненных испытаниях, технических освидетельствованиях, эксплуатационном контроле состояния металла, ремонте, замене, а также значениями ресурсных характеристик, определенными при эксплуатации.

ГЛАВА 29

УПРАВЛЕНИЕ РЕСУРСОМ И ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ

207. Эксплуатирующей организацией должна быть разработана программа управления ресурсом оборудования, трубопроводов и строительных конструкций ЛСБ.

208. Остаточный ресурс должен подтверждаться при периодической оценке безопасности АЭС.

209. При продлении срока службы оборудования, трубопроводов или строительных конструкций ЛСБ эксплуатирующая организация при наличии остаточного ресурса должна выполнить обоснование возможности дальнейшей эксплуатации указанных оборудования,

трубопроводов или строительных конструкций на основании результатов выполнения программы управления ресурсом в соответствии с требованиями обязательных для соблюдения технических нормативных правовых актов в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности, и регулирующих управление ресурсом.

ГЛАВА 30

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ И РЕГИСТРАЦИЯ ЛСБ И ИХ ЭЛЕМЕНТОВ

210. ЛСБ и их элементы должны проходить техническое освидетельствование до ввода в эксплуатацию и периодически в процессе эксплуатации.

211. Цель технического освидетельствования – установить, что элементы ЛСБ изготовлены и смонтированы в соответствии с требованиями настоящих Правил и проекта АЭС, находятся в работоспособном состоянии и возможна их дальнейшая эксплуатация.

212. Техническое освидетельствование включает:

- проверку документации на ЛСБ;
- внешний и внутренний визуальный осмотр элементов ЛСБ, включая опоры, в доступных местах;
- интегральные испытания (при техническом освидетельствовании ГО);
- локальные (индивидуальные) испытания (при наличии указания о необходимости выполнения локальных (индивидуальных) испытаний в проекте АЭС);
- оформление результатов.

Места, недоступные для осмотра по условиям радиационной обстановки, определяются эксплуатирующей организацией. Недоступность для внешнего осмотра по другим причинам устанавливается разработчиком проекта АЭС и эксплуатирующей организацией.

213. Эксплуатирующая организация должна составить перечень элементов ЛСБ, которые недоступны для внутренних и (или) внешних осмотров по конструкционным особенностям, технологическим причинам (например, невозможность опорожнения) или из-за радиационной обстановки. В каждом конкретном случае для таких элементов ЛСБ эксплуатирующей организацией должна быть разработана инструкция по проведению технического освидетельствования, которое должно проводиться в соответствии с программой обеспечения качества.

214. Техническое освидетельствование подразделяется на:

- первичное – проводится до начала пусконаладочных работ, после замены, модернизации или капитального ремонта элементов ЛСБ;
- периодическое – проводится при эксплуатации АЭС;
- внеочередное – проводится в следующих случаях:
 - после динамических воздействий техногенного или природного происхождения, интенсивность которых соответствует проектным значениям или превышает их;
 - при нарушении нормальной эксплуатации АЭС, приведшем к изменению параметров работы элементов ЛСБ свыше определяемых в документации на ЛСБ значений;
 - по решению эксплуатирующей организации или по требованию республиканских органов государственного управления, осуществляющих государственное регулирование деятельности по обеспечению безопасности при использовании атомной энергии.

215. При проведении технического освидетельствования осуществляются:

- проверка наличия проектной и конструкторской документации (только при первичном техническом освидетельствовании);
- проверка наличия и содержания паспорта ЛСБ;
- анализ документации, содержащей результаты предэксплуатационного контроля состояния металла (только при первичном техническом освидетельствовании);
- анализ документации, содержащей результаты предыдущего эксплуатационного контроля состояния металла;
- анализ результатов осмотра состояния элементов ЛСБ и их испытаний, выполненных в соответствии с пунктом 214 настоящих Правил.

216. При осмотрах элементов ЛСБ проводятся:

проверка готовности оборудования, в том числе его составных частей, трубопроводов, деталей и сборочных единиц, и строительных конструкций к проведению пусконаладочных работ и эксплуатации (проверка проводится при первичном и внеочередном техническом освидетельствовании);

визуальный контроль для выявления поверхностных дефектов, включая механические, коррозионные повреждения и эрозионные размывы;

оценка состояния опор, подвесок, крепежных и разъёмных соединений.

217. Первичное техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов, имеющих страховочные корпуса и кожухи, должно проводиться до приварки последних.

218. Техническое освидетельствование ЛСБ в процессе эксплуатации АЭС проводится в соответствии с графиками, разрабатываемыми эксплуатирующей организацией на основе требований, установленных в документации на ЛСБ и представленных в ООБ АЭС.

219. Техническое освидетельствование проводится эксплуатирующей организацией. Эксплуатирующая организация не менее чем за 10 суток информирует Департамент по ядерной и радиационной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям (далее – Госатомнадзор) о готовности ЛСБ к техническому освидетельствованию, месте и дате проведения технического освидетельствования.

220. Перед техническим освидетельствованием оборудование ЛСБ должно быть освобождено от заполняющей его рабочей среды, а поверхности, подлежащие осмотру, должны быть очищены от загрязнений.

221. Оборудование и трубопроводы ЛСБ, находящиеся в контакте с радиоактивными веществами, должны быть дезактивированы до начала технического освидетельствования.

222. При обнаружении дефектов во время проведения технического освидетельствования составляется акт обследования дефектного узла, который направляется разработчикам проекта АЭС, организации-изготовителю и в Госатомнадзор.

223. Результаты технического освидетельствования фиксируются в актах технического освидетельствования, к которым прилагаются протоколы интегральных и локальных (индивидуальных) испытаний. На основании указанных актов эксплуатирующей организацией принимается решение о результатах технического освидетельствования с указанием допустимых условий эксплуатации и сроков очередных технических освидетельствований, а в паспорта ЛСБ вносятся соответствующие записи.

224. После первичного технического освидетельствования ЛСБ должна проводиться их регистрация согласно требованиям норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных электростанций», утвержденных постановлением, утвердившим настоящие Правила.

Приложение 1

к нормам и правилам по обеспечению ядерной и радиационной безопасности
«Правила устройства и эксплуатации
локализирующих систем безопасности
атомных электростанций»

ПЕРЕЧЕНЬ

возможных процессов (источников), приводящих к образованию водорода

1. При нормальной эксплуатации АЭС:
 - коррозия конструкционных материалов;
 - радиолиз воды в первом контуре (в том числе в активной зоне реактора);
 - радиолиз воды в бассейне выдержки ядерного топлива;
 - выделение водорода, содержащегося в теплоносителе, при ремонтных работах, связанных с разгерметизацией первого контура.
2. При авариях на АЭС:
 - радиолиз воды и водяного пара в активной зоне;
 - радиолиз воды и водяного пара вне активной зоны;

выделение водорода и кислорода, содержащихся до аварии в контурах реакторной установки;

разложение аммиака, содержащегося в теплоносителе;

разложение гидразина и аммиака, дозируемых в подпиточную воду при компенсируемой течи;

разложение гидразина, содержащегося в гидроемкостях и дозируемого в системы безопасности из баков при авариях;

термическая диссоциация воды (при температуре выше 2000 °С);

пароциркониевая реакция;

железопаровая реакция;

разгерметизация технологических трубопроводов подачи водорода;

коррозия алюминиевых или цинковых материалов на теплоизоляции и элементах конструкции;

коррозия углеродистой стали с поврежденным органическим покрытием в растворе борной кислоты;

взаимодействие диоксида урана с водяным паром;

контакт ядерного топлива с бетоном.

Приложение 2

к нормам и правилам по обеспечению ядерной и радиационной безопасности
«Правила устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных электростанций»

СОДЕРЖАНИЕ

отчета, обосновывающего применение нового материала

В отчете, обосновывающем применение нового материала при изготовлении, монтаже и ремонте герметизирующих облицовок, баков и кожухов, относящихся к элементам ЛСБ, должны быть указаны:

назначение материала;

сведения о химическом составе;

вид и способ получения полуфабрикатов;

значение предельной температуры $T_{\max}$, до которой допускается использовать материал;

сведения о рабочих средах, в которых допускается использовать материал;

сведения о термообработке;

значения предела текучести, временного сопротивления, относительного удлинения и относительного сужения¹;

значения модуля упругости, коэффициента Пуассона, коэффициента линейного расширения, коэффициента теплопроводности и плотности материала²;

характеристики сопротивления хрупкому разрушению;

характеристики циклической прочности;

характеристики коррозионной стойкости.

¹ Значения указанных характеристик должны быть определены в пределах температур от 20 °С до $T_{\max}$ через каждые 50 °С, а также при температурах, на 25 °С и 50 °С превышающих $T_{\max}$. В отчете, обосновывающем применение нового материала при изготовлении, монтаже и ремонте герметизирующих облицовок, баков и кожухов, относящихся к элементам ЛСБ, должны быть представлены количественные данные, характеризующие изменение во времени указанных значений температуры.

² Значения указанных характеристик должны быть определены в пределах температур от 20 °С до $T_{\max}$ через каждые 100 °С, а также при температуре, на 50 °С превышающей $T_{\max}$.

Приложение 3

к нормам и правилам по обеспечению
ядерной и радиационной безопасности
«Правила устройства и эксплуатации
локализирующих систем безопасности
атомных электростанций»

Форма

ПРОТОКОЛ результатов испытаний герметичного ограждения

(предварительных, после окончания строительства, периодических)

(на герметичность, прочность)

Блок № _____ АЭС
_____ 20__ г.

1. О результатах испытаний _____
(предварительных, после окончания строительства, периодических)

герметичного ограждения (далее – ГО) _____ на герметичность.

1.1. Испытания выполнялись согласно требованиям пункта № _____ программы испытаний ГО и проводились в период с _____ по _____.

График изменения давления воздуха в зоне локализации аварий, протоколы регистрации параметров при испытаниях ГО герметичность и прочность, а также ведомость выявленных дефектов при испытаниях ГО прилагаются к настоящему протоколу.

1.2. Значения утечки определены _____ для следующего количества испытаний: _____

Значения испытательного давления воздуха внутри ГО и результаты расчетов приведены в таблице:

Значение утечки и абсолютная погрешность ее измерения, %/сут	Доверительная вероятность	Начальное испытательное давление, кПа	Начало испытания при указанном давлении	
			Дата	Время, ч

1.3. Полученные значения утечки сопоставлены (согласно требованиям пункта № _____ программы испытаний ГО) с критериями герметичности и удовлетворяют (не удовлетворяют) указанным требованиям.

2. О результатах испытаний _____
(предварительных, после окончания строительства, периодических)

ГО _____ на прочность.

2.1. Испытания выполнялись согласно требованиям пунктов № _____ рабочей программы испытаний в период с _____ по _____

2.2. Напряженно-деформированное состояние ГО _____
определено для _____ значений испытательного давления воздуха в зоне локализации аварий, равных _____ кПа.

Оценка напряженно-деформированного состояния осуществлялась по данным показаний _____ преобразователей с одновременным осмотром поверхности бетона для обнаружения трещин (в соответствии с требованиями пунктов № _____ рабочей программы испытаний).

Значения напряжений в арматуре при испытательном давлении _____ кПа не превышали _____ кПа. Исключение составили зоны _____, где отмечены напряжения до _____ кПа.

На отметках _____ в зонах _____ зафиксированы трещины с раскрытием _____ мм.

После снижения давления в ГО трещины _____
(закрылись, не закрылись)

2.3. Измеренные значения напряжений, деформаций (перемещений), наклонов, а также зафиксированное раскрытие трещин _____
(не превышают, превышают)

проектных значений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ГО _____

блока № _____ АЭС:

_____ испытания на герметичность;

(выдержало, не выдержало)

_____ испытания на прочность.

(выдержало, не выдержало)

Приложение:

Председатель комиссии
по проведению испытания:

_____ (подпись) (фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется))

Члены комиссии:

_____ (подпись) (фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется))

_____ (подпись) (фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется))

Форма

ПРОТОКОЛ

регистрации параметров при испытаниях герметичного ограждения на герметичность

_____ (предварительных, после окончания строительства, периодических)

Блок № _____ АЭС
_____ 20__ г.

Дата испытаний	Время измерения, ч, мин	Давление внутри ГО, кПа			Среднемассовая температура внутри ГО, °С	Среднемассовая газовая постоянная внутри ГО, Дж/(кг·°С)	Время от начала испытаний, ч, мин	Примечание
		избыточное	атмосферное	абсолютное				

Ответственные исполнители:

_____ (подпись)

_____ (фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется))

_____ (подпись)

_____ (фамилия, собственное имя, отчество (если таковое имеется))

ВЕДОМОСТЬ выявленных дефектов при испытаниях ГО _____

(предварительных, после окончания строительства, периодических)

(на герметичность, прочность)

Блок № _____ АЭС
_____ 20__ г.

Дата и время поиска дефектов (неплотностей) _____

Группа (бригада) поиска _____

Руководитель _____

Маршрут поиска дефектов (неплотностей) _____

(№ пункта)

Дополнительные сведения о маршруте _____

Условия испытаний	Месторасположение дефектов (неплотностей)	Маркировка дефектов		Подробная характеристика дефектов	Примечание
		номер дефекта	дата испытаний		

Ответственные исполнители: _____
(подпись) (фамилия, собственное имя, отчество
(если таковое имеется))

_____ (подпись) (фамилия, собственное имя, отчество
(если таковое имеется))

ПРОТОКОЛ регистрации параметров при испытаниях герметичного ограждения на прочность

(предварительных, после окончания строительства, периодических)

(на герметичность, прочность)

Блок № _____ АЭС
_____ 20__ г.

Дата начала испытаний	Время начала испытаний, ч, мин	Испытательное давление внутри ГО, кПа	Влажность внутри ГО	Место расположения преобразователя давления внутри ГО		Преобразователь давления	
				Высотная отметка	Створ	Номер	Тип
Преобразователь давления		Отсчет времени от начала испытаний, с	Измеренное значение температуры внутри ГО, °С	Приращение измеренного значения температуры внутри ГО, °С		Примечание	
Номер	Тип						

Ответственные исполнители:

(подпись)

(фамилия, собственное имя, отчество
(если таковое имеется))

(подпись)

(фамилия, собственное имя, отчество
(если таковое имеется))

Форма

АКТ

об устранении дефектов, выявленных при испытаниях

ГО _____

(на герметичность, прочность)

Блок № _____ АЭС
_____ 20__ г.

1. Устранялись дефекты, указанные в ведомостях выявленных дефектов при испытаниях ГО:

от _____ № ____ к протоколу _____ результатов испытаний ГО от _____ № ____

2. Все отмеченные дефекты _____
(устранены, не устранены)

(если нет, указать маркировку дефекта и причину невозможности его устранения)

Ремонтные работы проводились группой под руководством: _____

3. Контроль ремонтных работ проводился способом _____

4. Результаты контроля _____

Ответственные исполнители:

(подпись)

(фамилия, собственное имя, отчество
(если таковое имеется))

(подпись)

(фамилия, собственное имя, отчество
(если таковое имеется))

Ответственный от структурного
подразделения по приемке:

(подпись)

(фамилия, собственное имя, отчество
(если таковое имеется))

Ответственный контролер
по приемке:

(подпись)

(фамилия, собственное имя, отчество
(если таковое имеется))

ОСНОВНЫЕ ПРЕДЕЛЫ

измерений при интегральных испытаниях ГО «абсолютным» методом

1. Нагнетаемый в зону локализации аварии воздух должен иметь:
относительную влажность не более 15 % при температуре окружающей среды, если абсолютное давление испытаний не будет превышать 0,5 МПа;
относительную влажность не более 25 % при температуре окружающей среды, если абсолютное давление испытаний не будет превышать 0,25 МПа;
относительную влажность не более 30 % при температуре окружающей среды, если абсолютное давление испытаний не будет превышать 0,17 МПа;
относительную влажность не более 40 % при температуре окружающей среды, если абсолютное давление испытаний не будет превышать 0,15 МПа.
2. Нагнетаемый в зону локализации аварии воздух не должен содержать примеси масла и пыли более 0,002 г/м³ и 0,01 г/м³ соответственно.
3. Система измерений параметров в автоматическом режиме должна обеспечивать измерения с заданной погрешностью локальных значений давления, температуры и влажности воздуха в различных местах зоны локализации аварии.
4. Измерения давления должны быть предусмотрены не менее чем в трех различных местах внутри ГО, указанные измерения должны быть независимы друг от друга. По двум из них определяется среднее значение давления в данном замере, а третье измерение является резервным, и значение его должно быть выведено на пульт управления компрессорной станции.
5. Применяемые датчики для измерения давления при определении утечек должны (вне зависимости от ожидаемого значения утечки) отвечать следующим требованиям:
по диапазону измерения давления – (0–1,15 P_p) МПа, где P_p – расчетное давление;
по диапазону измерения разрежения – (0–0,06) МПа;
по классу точности – не ниже 1,5.
Приборы для измерения барометрического давления должны удовлетворять следующим требованиям:
по диапазону измерения – (0,09–0,11) МПа;
по классу точности – 0,3.
Допускается в качестве значений барометрического давления использовать данные местной метеостанции.
6. Для представительности измерений усредненной по массе температуры должны быть выполнены следующие требования:
в помещениях объемом менее 200 м³ преобразователи температур не устанавливаются;
в помещениях объемом 200 м³ – 700 м³ устанавливается один преобразователь температур;
в помещениях высотой более 5 м устанавливаются не менее двух преобразователей температур из расчета один преобразователь на каждые 5 м высоты;
в помещениях объемом более 700 м³ преобразователи температур устанавливаются из расчета один преобразователь на 700 м³ с шагом 5 м по высоте помещения.
7. Преобразователи для измерения температуры атмосферы внутри ГО при определении значения утечек должны в зависимости от ожидаемого значения температуры отвечать следующим требованиям:
по диапазону измерения: (0–100) °C;
по погрешности измерения: не более 0,1 °C.

8. Для определения значения среднего влагосодержания рабочей среды в атмосфере внутри ГО преобразователи влагосодержания должны устанавливаться в точках наибольших ожидаемых градиентов температур, определенных в документации на ЛСБ.

9. Преобразователи влагосодержания должны устанавливаться внутри ГО из расчета один преобразователь на каждые 10000 м³, но не менее одного.

10. Применяемые датчики измерения влажности в атмосфере внутри ГО при определении утечек должны отвечать следующим требованиям:

при измерениях точки росы – согласно пункту 7 настоящего приложения;

диапазон измерения относительной влажности составляет 0 %–100 %;

абсолютная погрешность измерений составляет не более 3 %.

11. Для контроля и анализа хода испытаний должны проводиться вычисление и статистическая обработка почасовых значений утечек.

УТВЕРЖДЕНО

Постановление
Министерства
по чрезвычайным ситуациям
Республики Беларусь
30.06.2021 № 45

Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов, применяемых на объектах использования атомной энергии»

РАЗДЕЛ I ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

ГЛАВА 1 НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1. Нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов, применяемых на объектах использования атомной энергии» (далее – Правила) устанавливают основные технические требования к безопасному обращению с радиационными объектами, в том числе безопасной эксплуатации объектов использования атомной энергии (далее – ОИАЭ), и распространяются на грузоподъемные машины и механизмы грузоподъемностью 1 тонна и более, специально сконструированные для применения на вводимых в эксплуатацию, эксплуатируемых и выводимых из эксплуатации ОИАЭ при обращении с ядерными материалами, ядерным топливом, радиоактивными веществами, в том числе источниками ионизирующего излучения, радиоактивными отходами, и их перемещении, а также при перемещении грузов в помещениях (зонах), в которых располагаются системы и элементы, важные для безопасности ОИАЭ.

К грузоподъемным машинам и механизмам, важным для безопасности ОИАЭ, относятся:

краны, которые включают:

грузоподъемные краны всех типов, в том числе стационарно установленные грузоподъемные краны, используемые в технологическом цикле и влияющие на безопасность ядерных установок, источников ионизирующего излучения и пунктов хранения;

грузоподъемные электрические тележки, передвигающиеся по надземным рельсовым крановым путям (далее – рельсовые пути);

электрические тали;

сменные грузозахватные органы и съемные грузозахватные приспособления.

2. Для целей настоящих Правил используются термины и их определения в значениях, установленных Законом Республики Беларусь от 18 июня 2019 г. № 198-З

«О радиационной безопасности», Законом Республики Беларусь от 30 июля 2008 г. № 426-З «Об использовании атомной энергии», а также следующие термины и их определения:

быстромонтируемый башенный кран – башенный кран, монтируемый на ОИАЭ с помощью собственных механизмов, без верхолазных работ;

грузоподъемный механизм – стационарно установленный механизм для подъема и опускания груза;

группа классификации по режиму работы кранов или механизмов – характеристика кранов или механизмов, учитывающая его использование по грузоподъемности, а также по времени или числу циклов работы;

дефект – каждое отдельное несоответствие установленным требованиям конструкторской, технологической или эксплуатационной документации крана;

комплектующее изделие – изделие организации-поставщика, применяемое как составная часть крана, выпускаемого организацией-изготовителем;

коэффициент запаса – отношение максимальной расчетной нагрузки (или расчетного момента), на которую сконструирована сборочная единица (механизм) крана, к фактической эксплуатационной нагрузке (или моменту), воспринимаемой сборочной единицей (механизмом) крана в процессе эксплуатации;

коэффициент запаса торможения – отношение момента, создаваемого тормозом, к наибольшему моменту на тормозном валу от приложенных статических нагрузок (наибольшего рабочего груза (для механизма подъема), массы стрелы, противовеса, наибольшего рабочего груза, ветра рабочего состояния (для механизма изменения вылета);

ограничитель рабочего движения – устройство, ограничивающее и (или) инициирующее остановку рабочего движения механизма;

отказ крана – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния крана;

повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния крана в эксплуатации при сохранении работоспособного состояния;

полярный кран – мостовой кран кругового действия, использующийся для выполнения строительно-монтажных работ на этапе строительства (сооружения) ОИАЭ, а также для выполнения подъемно-транспортных операций с ядерным топливом, радиоактивными отходами, элементами реакторной установки на этапах ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации ОИАЭ;

ремонт крана – комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности крана;

специализированная организация – организация, выполняющая работы в области неразрушающего контроля, сварки, родственных процессов и технологий, а также оказывающая услуги по производственной аттестации (квалификации) технологии сварки и аттестации персонала в области сварочного производства при осуществлении деятельности по использованию атомной энергии;

строповка – технологическая операция, выполняемая в процессе подъема и перемещения груза с целью соединения последнего с краном, проводимая посредством обвязки, зацепки (захватывания) или навешивания груза на крюк крана с использованием грузозахватных приспособлений;

траверса – съемное грузозахватное приспособление, у которого захваты присоединены к линейной, плоскостной или пространственной конструкции, оснащенной устройством для навески на кран и предназначенное для раздельного либо совмещенного выполнения функций, обеспечивающих неизменяемость формы груза, ориентацию груза, максимальную высоту подъема груза, строповку нескольких грузов, сокращение времени строповки;

техническое обслуживание – комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности крана при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании;

указатель – устройство, предупреждающее и (или) обеспечивающее информацией, способствующей компетентному управлению краном в пределах конструктивных параметров;

установка крана – положение (положения) крана, при котором соблюдены все требования безопасности, обеспечивающие прочность, устойчивость и безопасную транспортировку грузов кранами в нормальных условиях эксплуатации, соответствующим данным, указанным в паспорте крана;

эксплуатационная документация – техническая документация (часть общей конструкторской или проектной документации), которая поставляется организацией-изготовителем вместе с краном, включающая паспорт, техническое описание и инструкцию по эксплуатации.

3. Требования настоящих Правил не распространяются на краны:

с ручным приводом механизмов подъема и передвижения;

общепромышленного назначения, применяемые на ОИАЭ вне помещений (зон), в которых располагаются системы и элементы, важные для безопасности ОИАЭ;

используемые при выполнении строительно-монтажных работ на этапе строительства (сооружения) ОИАЭ.

4. Сроки и объем приведения находящихся в эксплуатации кранов ОИАЭ в соответствие с требованиями настоящих Правил определяются в каждом конкретном случае эксплуатирующей организацией и отражаются в окончательном отчете по обоснованию безопасности блока атомной электростанции (далее – АЭС).

ГЛАВА 2

КЛАССИФИКАЦИЯ КРАНОВ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ НАЗНАЧЕНИЯ

5. В зависимости от назначения краны, указанные в части второй пункта 1 настоящих Правил, подразделяются на следующие группы:

краны группы А – краны, применяемые при обращении с отработавшим ядерным материалом (ядерным топливом) и (или) высокоактивными радиоактивными отходами (за исключением кранов, применяемых при обращении с отработавшим ядерным топливом и (или) высокоактивными радиоактивными отходами, помещенными в транспортные упаковочные комплекты);

краны группы Б – краны, применяемые при обращении с отработавшим ядерным материалом (ядерным топливом) и (или) высокоактивными радиоактивными отходами, помещенными в транспортные упаковочные комплекты, ядерными материалами, свежим ядерным топливом, радиоактивными веществами, в том числе источниками ионизирующего излучения, а также радиоактивными отходами, не относящимися к высокоактивным радиоактивным отходам;

краны группы В – краны, применяемые для перемещения грузов в помещениях (зонах), в которых расположены системы и элементы, важные для безопасности ОИАЭ.

В случае если область применения крана соответствует различным группам, кран должен быть отнесен к группе кранов, для которых настоящими Правилами установлены более высокие требования.

6. Отнесение кранов к группам, указанным в части первой пункта 5 настоящих Правил, осуществляется проектной организацией ОИАЭ и указывается в техническом задании на конструирование крана, которое должно быть утверждено проектной организацией ОИАЭ и согласовано эксплуатирующей организацией. Техническое задание на конструирование крана должно соответствовать требованиям согласно приложению 1.

7. Краны и их механизмы, сменные грузозахватные органы и съемные грузозахватные приспособления должны соответствовать характеристикам, указанным организацией-изготовителем (или организацией, выполнившей их реконструкцию) в паспорте крана, и иметь соответствующие маркировки:

7.1. паспорт крана должен содержать:

7.1.1. общие сведения, в том числе:

организация-изготовитель (с указанием места нахождения);

тип крана, его назначение;

индекс крана;

заводской номер крана;

год изготовления крана;

назначение крана;

основные технические нормативные правовые акты, в соответствии с которыми изготовлен кран (обозначение и наименование);

сведения о классификации крана (класс безопасности, группа крана);

сведения о составе крана (в том числе сведения о механизмах главного подъема, вспомогательного подъема, передвижения крана, передвижения тележки, типе привода);

окружающая среда, в которой может эксплуатироваться кран (условия эксплуатации), сейсмичность (баллы), взрывоопасность (группа среды, класс зоны), пожароопасность (группа среды, класс зоны), доза радиационного воздействия;

допустимая скорость ветра (для рабочего и нерабочего состояния крана);

ограничения по одновременной работе механизмов (при наличии);

напряжение и число фаз (цепь силовая, цепь управления, цепь рабочего освещения, цепь ремонтного освещения);

срок службы крана;

ресурсные характеристики крана и его элементов;

гарантийные обязательства;

требования транспортабельности;

требования к метрологической оценке;

требования к диагностическому обеспечению;

требования к математическому, программному и информационно-лингвистическому обеспечению;

требования к консервации;

7.1.2. основные технические данные и характеристики крана, в том числе:

основные характеристики крана (включая грузоподъемность главного и вспомогательного подъемов, высоту подъема, пролет крана);

массы испытательных грузов (при статических и при динамических испытаниях) и (или) характеристики нагрузочного устройства;

установочные размеры крана и тележки (в том числе база крана, база тележки, высота крана от уровня головки рельса, расстояние между крайними точками буферов в направлении движения крана, расстояние по вертикали от головки рельса до центра буфера крана, вылет консолей рабочих, кратность полиспастов);

скорости механизмов и диапазоны регулирования скоростей главного подъема, вспомогательного подъема, передвижения крана и тележки;

место управления при эксплуатации, монтаже и испытаниях крана;

способ управления;

способ подвода электроэнергии к крану и грузовой тележке;

масса крана и его основных частей;

максимальная нагрузка колеса крана на рельс (в вертикальной плоскости, в горизонтальной плоскости);

тип кранового рельса;

тип рельса тележки;

7.1.3. технические данные и характеристики сборочных узлов и элементов крана, включая:

электродвигатели (с указанием их типа и условного обозначения, рода тока, напряжения, номинального тока, частоты тока, номинальной мощности, степени защиты);

кинематические механизмы (с указанием основных характеристик зубчатых передач, редукторов, тормозов);

грузозахватные органы;

регистраторы, ограничители и указатели (включая ограничитель грузоподъемности (далее – ОГП), контакты безопасности, упоры и буфера, прочие предохранительные устройства, регистратор параметров работы крана);

сигнальные и переговорные устройства;

кабину с указанием места расположения, назначения, типа, конструктивного исполнения (открытая, закрытая), количества мест, типа и характеристики остекления, характеристики изоляции, характеристики систем создания микроклимата, устройства для эвакуации машиниста крана (крановщика), средства защиты кабины от ионизирующего излучения (при наличии);

данные о металлоконструкции крана с указанием наиболее нагруженных мест и их сварных соединений;

7.1.4. сведения об оценке соответствия и организации эксплуатации крана:

сведения об оценке крана в формах приемки и регистрации;

сведения, фиксируемые в паспорте при эксплуатации:

- о назначении специалистов, ответственных за осуществление производственного контроля кранов при их эксплуатации, за содержание кранов в работоспособном состоянии и за безопасное производство работ с применением кранов;

- о выполненных ремонтах кранов с указанием отремонтированных зон (участков) и элементов крана, использованных сварочных материалах (в случае, если ремонт проводился с использованием сварки), вида и режима термической обработки (если таковая проводилась), а также результатов контроля и испытаний отремонтированных элементов и зон (участков);

- о замене механизмов, канатов, грузозахватных органов, приборов и устройств безопасности (если она проводилась);

- о произведенной технической модернизации крана;

- о результатах технического освидетельствования с указанием его даты и срока следующего технического освидетельствования.

К паспорту крана прилагается следующая документация:

паспорта и инструкции на отдельные узлы крана;

паспорт и инструкция по эксплуатации ОГП;

паспорта и инструкции на регистраторы, ограничители и указатели;

инструкция по установке и монтажу крана;

инструкция по эксплуатации крана;

инструкция по устройству рельсового пути;

перечень запасных и быстроизнашивающихся деталей;

электрическая схема крана;

перечень элементов электрооборудования;

схемы электрических соединений и таблицы соединений;

кинематические схемы механизмов;

схемы запасовки канатов с указанием размеров барабана (барабанов) и блоков, а также принятых способов крепления каната (канатов);

сертификаты соответствия (декларации о соответствии) основных и сварочных материалов в случаях, предусмотренных нормативными правовыми актами, в том числе обязательными для соблюдения техническими нормативными правовыми актами, в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности;

свидетельства об изготовлении и документы, подтверждающие оценку элементов крана;

7.2. паспорт стропа должен содержать:

наименование стропа;

грузоподъемность стропа;

технический нормативный правовой акт, в соответствии с которым изготовлен строп (обозначение и наименование);

изготовитель (с указанием его почтового адреса);

масса стропа;

порядковый номер стропа по системе изготовителя;

год и месяц выпуска стропа;

дата испытаний стропа;

результаты испытаний стропа;

назначенный срок службы стропа;

условия, при которых может эксплуатироваться строп (наименьшая и наибольшая температуры окружающего воздуха, °C).

8. Условия эксплуатации крана во взрывопожароопасной среде (с указанием категории среды и класса взрывопожароопасной зоны) при радиационном и сейсмическом воздействии должны быть приведены в его паспорте и инструкции по эксплуатации.

9. Технические условия на краны групп А и Б, в том числе по их утилизации, определяются законодательством о техническом нормировании и стандартизации.

РАЗДЕЛ II ТРЕБОВАНИЯ К КРАНАМ ГРУППЫ В

ГЛАВА 3 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

10. Грузоподъемность и другие параметры, а также габариты кранов должны устанавливаться техническим заданием на конструирование.

11. Группа классификации по режиму работы кранов или механизмов в целом устанавливается согласно приложению 2.

12. Кран должен поставляться в эксплуатирующую организацию вместе с паспортом и инструкцией по эксплуатации.

13. В целях систематизации расчетных коэффициентов и комбинаций эксплуатационных нагрузок при конструировании кранов используются критерии, связанные с:

ограничением долговечности элементов крана (включая усталостное повреждение, износ);

нарушением работоспособности элементов крана, включая: пластические деформации; разрушение (вязкое, хрупкое); потерю общей или локальной устойчивости конструкции крана или ее элементов; потерю устойчивости положения грузоподъемного устройства или его частей;

нарушением нормальной эксплуатации крана.

14. Краны должны быть устойчивы против опрокидывания, сдвига (смещения) вдоль и поперек рельсов.

15. Опорные краны и грузовые тележки должны быть оборудованы устройствами, предотвращающими сход ходовых колес с рельсов при их отрыве от рельсового пути. Указанные устройства не должны препятствовать эксплуатации крана, а также передвижению крана или грузовой тележки после окончания внешних (включая сейсмические) воздействий.

16. Упоры, ограничивающие сдвиг вдоль рельсов, должны выдерживать максимальные усилия от крана или грузовой тележки при внешних воздействиях.

17. Краны стрелового типа должны быть устойчивыми против опрокидывания в рабочем и нерабочем состояниях. Расчет устойчивости крана должен проводиться при действии испытательной нагрузки, действии груза (грузовая устойчивость), отсутствии груза (собственная устойчивость), внезапном снятии нагрузки и монтаже крана.

Для кранов, по условиям эксплуатации которых требуется опускание ненагруженной стрелы в горизонтальное положение, должна быть обеспечена устойчивость при таком положении стрелы.

18. Сохранение и (или) восстановление работоспособности крана и его элементов при внешних воздействиях природного и техногенного происхождения должно быть обосновано организацией-изготовителем крана.

19. Двухбалочные мосты мостовых кранов должны иметь площадки технического обслуживания, обеспечивающие свободный доступ к установленному на кране оборудованию.

20. Для кранов, имеющих выдвижные металлоконструкции, должна обеспечиваться их надежная фиксация в выдвинутом положении.

21. Для кранов, имеющих общие участки рельсовых путей и для грузовой подвески крана верхнего (верхних) яруса (ярусов) с расположенным ниже краном, должна быть предусмотрена защита от их возможных столкновений.

ГЛАВА 4 МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИИ КРАНОВ

22. Выбор материалов при конструировании металлоконструкций крана должен осуществляться с учетом значений температур окружающей среды для рабочего и нерабочего состояний крана, категории проката (уровня хладостойкости), толщины металла, значений нагрузок на элементы крана и агрессивности окружающей среды.

23. Металлоконструкции кранов должны быть стойкими к коррозии при их хранении, монтаже, эксплуатации в течение срока службы крана, в том числе с учетом воздействий, возникающих при нарушениях в работе ОИАЭ (включая ядерные и (или) радиационные аварии на ОИАЭ).

24. Соответствие конструктивных решений, принимаемых при конструировании, ремонте или модернизации металлоконструкции крана, должно быть подтверждено расчетом критериев работоспособности и долговечности, устанавливаемым в зависимости от конструкции и условий эксплуатации крана и его элементов.

25. При расчете металлических конструкций для учета в критериях работоспособности вероятностной природы воздействий и условий эксплуатации на конкретном ОИАЭ, а также неточности расчетных моделей следует применять метод расчета по предельным состояниям.

26. В случае отсутствия необходимых исходных данных, при условии согласования с проектной организацией ОИАЭ, должен применяться метод расчета металлических конструкций по допускаемым напряжениям.

27. Качество и характеристики основных, сварочных и наплавленных материалов для изготовления кранов должны соответствовать требованиям норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Организация и выполнение сварочных работ на объектах использования атомной энергии», утвержденных постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12 июня 2017 г. № 26, и конструкторской документации, подтверждаться документами об оценке соответствия в случаях, предусмотренных нормативными правовыми актами, в том числе обязательными для соблюдения техническими нормативными правовыми актами, в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности и проверяться при входном контроле.

ГЛАВА 5

МЕХАНИЗМЫ КРАНОВ

28. Механизмы кранов, оборудованные кулачковыми, фрикционными или другими механическими приспособлениями для их включения или переключения скоростей рабочих движений, должны быть сконструированы таким образом, чтобы самопроизвольное включение или расцепление механизма крана было невозможно. У лебедок для подъема груза и стрелы помимо такого требования должна быть исключена возможность отключения привода без наложения тормоза.

29. Грузовые лебедки с двумя приводами должны иметь между собой жесткую кинематическую связь, исключающую самопроизвольное опускание груза при выходе из строя одного из приводов.

30. Применение фрикционных и кулачковых муфт включения в механизмах с электроприводом запрещается, за исключением механизма передвижения или поворота, имеющего несколько диапазонов скоростей для переключения с одной скорости на другую.

31. Механизмы подъема груза и стрелы должны быть выполнены так, чтобы опускание груза или стрелы осуществлялось только от работающего двигателя. В аварийных случаях опускание груза должно быть описано в инструкции по эксплуатации.

32. В конструкциях механизмов кранов, передающих крутящий момент, должны применяться соединения узлов и деталей, выполненные без использования сварки.

33. Допускается применение сварных канатных барабанов при условии проведения неразрушающего контроля сварных соединений в полном объеме, предусмотренном конструкторской документацией.

34. В конструкциях соединений элементов кранов должно быть исключено их самопроизвольное развинчивание или разъединение.

ГЛАВА 6 ТОРМОЗА

35. Должны быть предусмотрены средства для остановки каждого из возможных движений крана.

36. Рабочие тормоза должны обеспечивать остановку движения, в том числе при нагреве обкладок, с учетом:

- количества торможений в течение определенного периода;
- типа управления приводом;
- кинетической энергии всех вращающихся масс (ротора двигателя, тормозного шкива, муфты сцепления, валов передач);
- кинетической энергии всех поступательно движущихся масс (массы груза, массы грузозахватных органов и приспособлений);
- разности потенциальной энергии опускаемого груза во время торможения;
- нагрузок при статических и динамических испытаниях;
- любого прерывания подачи энергии или аварийной остановки.

37. Конструкция системы управления должна исключать наложение тормозов при включенном приводе (кроме случая внезапной потери мощности привода).

38. Аварийное торможение должно осуществляться автоматически при срабатывании защитных устройств. Аварийное торможение должно обеспечивать необходимую скорость замедления (в соответствии с требованиями к конструкции крана) при полной загрузке крана.

39. Червячная передача механизмов кранов не может служить заменой тормоза.

40. Если замыкание тормозов происходит под действием пружин, концы пружин должны быть закреплены, а сами пружины должны быть установлены так, чтобы предотвратить их изгиб и выпадение их отдельных частей при поломке.

41. Если используются витые пружины, при поломке пружины ее части не должны ввинчиваться одна в другую.

42. Конструкция тормозов должна обеспечивать компенсацию износа тормозных элементов (дисков, колодок).

43. Конструкция тормозов должна позволять осуществлять проверку износа тормозных обкладок без разборки механизма (кроме снятия кожухов). Должна предусматриваться возможность регулировки тормоза и замены тормозных обкладок. Крепление тормозных обкладок должно исключать его самопроизвольное ослабление.

44. Колодочные, ленточные и дисковые тормоза сухого трения должны быть защищены от попадания грязи, влаги или масла на тормозной шкив (ленту, диск).

45. Обкладки тормозов всех типов кранов не должны содержать асбест.

46. Коэффициент трения тормозных обкладок не должен снижаться ниже расчетного во всех разрешенных условиях эксплуатации (включая нагрев обкладок) и окружающей среды.

47. В инструкции по эксплуатации крана должны быть указаны способы и интервалы проверки и технического обслуживания тормозов, а также критерии износа и замены обкладок.

48. Механизмы подъема груза и изменения вылета (подъема) стрелы должны быть снабжены тормозами нормально закрытого типа, автоматически размыкающимися при включении привода и имеющими неразмыкаемую кинематическую связь с барабанами. При отключении двигателей, в том числе из-за отключения питания, тормоза должны накладываться автоматически.

49. Тормоза, используемые в механизмах подъема с грузовым барабаном, должны иметь достаточный тормозной момент и термостойкость тормозных обкладок (допустимое теплорассеивание тормоза) для работы с номинальным грузом в соответствии с грузовыми характеристиками крана.

50. Тормоза механизма подъема должны автоматически удерживать номинальный груз, а также испытательный груз при проведении статических и динамических испытаний в любом положении груза по высоте в пределах технической характеристики крана.

51. Тормоз механизма подъема груза и стрелы крана должен обеспечивать тормозной момент с коэффициентом запаса торможения не менее 1,5.

52. Для снижения динамических нагрузок на механизме подъема стрелы допускается установка двух тормозов с коэффициентом запаса торможения у одного из них не менее 1,1, у второго – не менее 1,25. При этом наложение тормозов должно производиться последовательно и автоматически.

53. Для плавной остановки груза должна предусматриваться задержка срабатывания тормозов. При этом фактическая задержка не должна превышать расчетную более чем в 1,3 раза.

54. У механизма подъема с двумя одновременно включаемыми приводами на каждом приводе должно быть установлено не менее одного тормоза с коэффициентом запаса торможения 1,25. В случае применения двух тормозов на каждом приводе и при наличии у механизма двух и более приводов коэффициент запаса торможения каждого тормоза должен быть не менее 1,1.

55. При установке двух тормозов они должны быть спроектированы так, чтобы в целях проверки надежности одного из тормозов при грузовых испытаниях можно было безопасно снять действие другого тормоза.

56. В случае если в аварийной ситуации требуется опустить груз на пол, должна быть предусмотрена возможность ручного растормаживания с возможностью управления скоростью опускания груза. Процесс аварийного опускания груза должен быть описан в инструкции по эксплуатации крана с учетом термостойкости тормозных обкладок.

57. Тормоза механизмов передвижения и поворота кранов должны быть нормально закрытого типа, автоматически размыкающимися при включении привода.

ГЛАВА 7 ХОДОВЫЕ КОЛЕСА КРАНОВ

58. Ходовые колеса кранов должны быть одноребордными или двухребордными.

Одноребордные ходовые колеса могут применяться в следующих случаях:

если колея наземного кранового пути не превышает 4 м и обе нитки лежат на одном уровне;

если краны передвигаются каждой стороной по двум рельсам при условии, что расположение реборды на одном колесе противоположно расположению реборды на другом колесе (при расположении колес на одной оси);

для опорных и подвесных тележек кранов мостового типа;

для подвесных тележек, передвигающихся по однорельсовому пути;

для грузовых тележек башенных кранов.

Ходовые колеса башенных кранов должны быть двухребордными независимо от ширины колеи.

Безребордные ходовые колеса применяются только при наличии устройств, исключающих сход колес с рельсов.

59. Ходовые колеса должны быть изготовлены из стали. Ходовые колеса, изготовленные из высокопрочного чугуна с шаровидным графитом, применяются после согласования со специализированной организацией.

ГЛАВА 8 СТАЛЬНЫЕ КАНАТЫ

60. Стальные канаты, применяемые в качестве грузовых, стреловых, вантовых, несущих, тяговых, монтажных, допускаются к эксплуатации при наличии документа изготовителя указанных канатов, подтверждающего результаты проведения их испытаний (с указанием разрывного усилия таких канатов).

61. Крепление и расположение канатов на кранах должны исключать возможность схода их с барабанов или блоков и соприкосновения с неподвижными элементами металлоконструкций или с другими канатами полиспастов.

62. Петля на конце каната должна быть выполнена:

с применением коуша и заплеткой свободного конца каната или установкой зажимов;

с применением стальной кованой, штампованной, литой втулки с закреплением клином;

путем заливки легкоплавким сплавом.

Петли на стропах из стального каната проходят испытания с указанием величины нагрузки и даты проведения испытаний на бирке, закрепленной на стропе.

63. Корпуса, втулки и клинья не должны иметь острых кромок, о которые может перетираться канат. Клиновья втулка и клин должны иметь маркировку, соответствующую диаметру каната.

64. Крепление каната к барабану должно производиться надежным способом, допускающим возможность замены каната. В случае применения прижимных планок их должно быть не менее двух. Величина усилия (момента) затяжки гаек зажимов каната на барабане должна указываться в инструкции по эксплуатации крана.

65. Длина свободного конца каната от прижимной планки на барабане должна составлять не менее двух диаметров каната.

66. Число проколов каната каждой прядью при заплетке должно соответствовать значениям, указанным в приложении 3.

67. Последний прокол каждой прядью должен производиться половинным числом ее проволок (половинным сечением пряди). Допускается последний прокол делать половинным числом прядей каната.

68. Количество зажимов крепления петли каната определяется при конструировании с учетом диаметра каната, но должно быть не менее трех.

Шаг расположения зажимов и длина свободного конца каната за последним зажимом должны составлять не менее шести диаметров каната.

Скобы зажима должны устанавливаться со стороны свободного конца каната.

Группы классификации по режиму работы кранов определяются по государственному стандарту ГОСТ 34017-2016 «Краны грузоподъемные. Классификация режимов работы», введенному в действие постановлением Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 16 мая 2018 г. № 30 (далее – ГОСТ 34017-2016).

Отклонения канатов от оси канавки барабана или ручья блока для групп классификации по режиму работы по ГОСТ 34017-2016 М7 и М8 не должны превышать 2° для малокрутящихся стальных канатов, 4° – для стандартных стальных канатов. Для уравнительного блока этот угол не должен превышать 1,5°.

69. Требования к конструкции стального каната должны устанавливаться в инструкции по эксплуатации крана разработчиком крана исходя из назначения, интенсивности эксплуатации механизма, в котором устанавливается канат, а также степени агрессивности среды, в которой эксплуатируется кран.

70. Применение канатов односторонней свивки в механизмах подъема кранов допускается только в случаях, если конструкция механизма подъема исключает возможность кручения каната.

71. Подбор каната должен осуществляться по разрывному усилию, рассчитанному по формуле

$$F_0 \geq Z_p \cdot S,$$

где F_0 – разрывное усилие каната в целом (Н), принимаемое по протоколу испытаний каната;

Z_p – минимальный коэффициент использования каната (коэффициент запаса прочности для стальных канатов), определяемый согласно приложению 4 в зависимости от группы классификации по режиму работы механизма;

S – наибольшее натяжение ветви каната (Н), указанное в паспорте крана.

72. Подбор каната в случае учета внешних воздействий (в том числе сейсмических) необходимо выполнять по значению коэффициента использования, приведенного в приложении 4 для неподвижного каната группы классификации по режиму работы механизма М1.

73. Браковка стальных канатов кранов должна выполняться согласно приложению 5.

ГЛАВА 9

СМЕННЫЕ ГРУЗОЗАХВАТНЫЕ ОРГАНЫ И СЪЕМНЫЕ ГРУЗОЗАХВАТНЫЕ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ

74. Размеры и основные параметры кованных и штампованных крюков должны приниматься в соответствии с грузоподъемностью, группой классификации по режиму работы механизма подъема по ГОСТ 34017-2016, типом крюка и видом привода крана.

Применение литых крюков не допускается.

Заготовки крюков должны контролироваться методом магнитопорошкового контроля на отсутствие трещин.

75. Все крюки должны быть оборудованы предохранительными замками.

76. Пластинчатые грузовые крюки должны конструироваться и изготавливаться в соответствии с грузоподъемностью и группой классификации по режиму работы механизма подъема по ГОСТ 34017-2016.

77. Крюки для кранов грузоподъемностью выше 3 т, за исключением крюков специального исполнения и пластинчатых, устанавливаются на упорных подшипниках качения.

78. Крепление кованого и (или) штампованного крюка грузоподъемностью более 5 т, а также крепление вилки пластинчатого крюка в траверсе должно исключать самопроизвольное отвинчивание гайки крепления крюка, для чего она должна быть зафиксирована стопорной планкой.

79. На грузовые крюки наносятся данные об их грузоподъемности. Крюки специального исполнения для кранов, применяемых на ОИАЭ, должны поставляться вместе с паспортом, в котором указываются наименование организации-изготовителя, заводской номер крюка, а также сведения о грузоподъемности крюка и материале, из которого он изготовлен.

80. Требования к иным грузозахватным органам и приспособлениям устанавливаются в технических заданиях на их разработку.

На траверсы наносятся их центры тяжести. Также требуется их оснащение приспособлениями, препятствующими смещению или соскальзыванию стропов и перемещаемого груза.

81. Грузозахватные органы и приспособления должны обеспечивать надежное сцепление с транспортируемым грузом, исключаящее его самопроизвольное расцепление.

82. Грузозахватные органы и приспособления, оборудованные электрическим приводом для их соединения с грузом, должны иметь блокировки, исключаящие самопроизвольное расцепление груза в результате ошибочных действий персонала.

83. Расцепление грузозахватных органов и приспособлений, оборудованных электрическим приводом, должно быть исключено при отключении электропитания.

84. Съёмные грузозахватные приспособления должны пройти статические испытания в организации-изготовителе приспособлений.

85. Применение фрикционных, магнитных и вакуумных захватов для подъема и перемещения грузов не допускается.

86. Расчет стропов из стальных канатов выполняется проектной организацией с учетом их грузоподъемности, числа ветвей канатов и угла наклона их к вертикали.

87. Расчетная нагрузка отдельной ветви многоветвевго стропа (включающего в себя одну или несколько ветвей, оснащенных звеном для навески на кран и захватами для груза) должна приниматься из условия равномерного натяжения каждой из ветвей и расчетного угла между ветвями, равного 90° . Расчетный угол для транспортировки груза, габариты точек подвеса которого известны, принимается равным фактическому.

88. Для стропа с числом ветвей более трех, воспринимающих расчетную нагрузку, учитывают в расчете не более трех ветвей.

89. При выборе стропов, предназначенных для транспортировки груза, вес которого заранее известен, в качестве расчетных углов между ветвями стропов принимаются фактические углы.

Отдельные ветви стропов должны удовлетворять следующим коэффициентам запаса: не менее 6 – для изготовленных из стальных канатов; не менее 4 – для изготовленных из стальных цепей.

Перемещение грузов кранами с использованием текстильных стропов на полимерной основе должно быть обосновано в проекте производства работ с применением кранов.

ГЛАВА 10 БАРАБАНЫ И БЛОКИ

90. Выбор основных размеров барабанов и блоков должен быть подтвержден расчетом на прочность.

91. Минимальные диаметры барабанов, блоков и уравнильных блоков, огибаемых стальными канатами, должны определяться соотношениями:

$$D_1 \geq h_1 \cdot d; D_2 \geq h_2 \cdot d; D_3 \geq h_3 \cdot d,$$

где d – диаметр каната, мм;

D_1, D_2, D_3 – диаметры соответственно барабана, блока и уравнильного блока по средней линии навитого каната, мм;

h_1, h_2, h_3 – коэффициенты выбора диаметров, соответственно, барабана, блока и уравнильного блока (значения указаны в приложении 6).

Допускается изменение коэффициента h_1 , но не более чем на два шага по группе классификации по режиму работы в большую или меньшую сторону согласно приложению 6 с соответствующей компенсацией путем изменения величины Z_p на то же число шагов в меньшую или большую сторону.

92. Канатоемкость барабана должна быть такой, чтобы при крайнем нижнем положении грузозахватного органа, установленном ограничителем, на барабане оставались навитыми не менее полутора витков каната или цепи, не считая витков, находящихся под зажимным устройством.

93. Барабаны под однослойную навивку каната должны иметь нарезанные по винтовой линии канавки.

94. Применение гладкого барабана допускается в случае, если по конструктивным причинам необходима многослойная навивка каната на барабан, а также при навивке на барабан цепи.

95. Гладкие барабаны и барабаны с канавками, предназначенные для многослойной навивки каната, должны иметь реборды с обеих сторон барабана.

96. Реборды барабанов для канатов должны возвышаться над верхним слоем навитого каната не менее чем на два его диаметра, а для цепей – не менее чем на ширину звена цепи.

97. При многослойной навивке каната на барабан должна быть обеспечена правильная укладка каждого слоя каната.

98. При применении сдвоенного полиспаста должен быть установлен уравнильный блок или балансир. При установке балансира должно быть предусмотрено устройство, сигнализирующее о достижении балансиром предельного состояния.

99. Блоки должны иметь устройство, исключаяющее выход каната из ручья блока. Зазор между указанным устройством и ребордой блока должен составлять не более 20 % от диаметра каната.

ГЛАВА 11 ЦЕПИ

100. Паспорта на цепи должны содержать сведения об организации-изготовителе, а также сведения о расчетном тяговом усилии и величине разрушающей нагрузки при испытании таких цепей.

101. Крепление и расположение цепей должно исключать возможность их схода со звездочек и повреждения.

Коэффициент запаса прочности пластинчатых цепей, применяемых в механизмах кранов, по отношению к разрушающей нагрузке должен быть для групп классификации по режиму работы M1 – M2 по ГОСТ 34017-2016 не менее 3 и не менее 5 – для остальных групп классификации по режиму работы механизмов.

102. Коэффициенты запаса прочности сварных грузовых цепей механизмов подъема должны соответствовать коэффициентам, указанным в приложении 7.

103. Сращивание цепей не допускается.

104. Сварные калиброванные и пластинчатые цепи при работе на звездочке должны находиться одновременно в полном зацеплении не менее чем с двумя зубьями звездочки.

ГЛАВА 12 ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

105. Элементы кранов, включая наружные поверхности кранов, шкафов электрооборудования и корпусов электродвигателей, которые в процессе эксплуатации могут быть подвергнуты радиоактивному загрязнению, должны быть стойкими к дезактивирующим растворам, иметь низкую сорбционную способность к радиоактивным веществам и легко дезактивироваться.

106. Исполнение электрооборудования должно соответствовать условиям его эксплуатации на ОИАЭ.

При проектировании электрооборудования кранов должны соблюдаться требования технического задания (технических условий) по электромагнитной совместимости и внешним воздействиям на кран.

107. Электрическая проводка, применяемая для кранов, должна выполняться проводами и кабельными изделиями, не распространяющими горение, стойкими к внутренним и внешним воздействиям, характерным для места размещения этих проводов и кабельных изделий.

108. Шкафы управления краном должны быть надежно закреплены и защищены от доступа посторонних лиц.

109. Гибкие кабельные токоподводы и фиксированная прокладка на кране должны выполняться только проводами и кабелями с медными многопроволочными жилами. Должно быть обеспечено надежное крепление кабелей в гибких токоподводах и фиксированных трассах, исключающее механические повреждения при работе крана и внешних воздействиях. Для защиты от возможных механических повреждений провода и кабели могут размещаться в трубах или закрытых лотках.

110. Неизолированные токоведущие части электрооборудования крана должны быть ограждены, если их расположение не исключает случайного прикосновения к ним персонала, находящегося в кабине управления, на галереях и площадках крана, а также возле него.

Электрооборудование с неизолированными токоведущими частями, с которого автоматически снимается напряжение при входе в места его расположения, а также электрооборудование, установленное в аппаратных кабинах и других электропомещениях, запертых во время эксплуатации крана, допускается не ограждать.

111. Органы ручного управления, установленные на пульте в кабине крана, должны быть легко доступны, снабжены надписями, символами или обозначены другими способами, размещены так, чтобы исключалось их непроизвольное перемещение и обеспечивалось надежное, уверенное и однозначное манипулирование ими.

112. Датчики систем сигнализации не должны использоваться в качестве концевых выключателей.

113. На кранах с дистанционным управлением и приводным грузозахватным устройством должна быть предусмотрена световая или звуковая сигнализация, регистрирующая полное замыкание грузозахватного органа и срабатывание блокировки, исключающей его несанкционированное размыкание.

114. В аппаратных кабинах и других электропомещениях проходы для технического обслуживания щитов и отдельных панелей должны отвечать следующим требованиям:

ширина проходов, расположенных с лицевой стороны щитов и панелей одностороннего технического обслуживания, и ширина проходов, расположенных как с лицевой, так и с задней стороны щитов и панелей двухстороннего технического обслуживания, имеющих сплошные или сетчатые ограждения, должна быть не менее 0,6 м;

расстояние от неогражденных неизолированных токоведущих частей, расположенных на высоте менее 2,2 м по одну сторону прохода, до стены и оборудования

с изолированными или огражденными токоведущими частями, расположенными по другую сторону прохода, должно быть не менее 0,8 м. Расстояние между неизолированными токоведущими частями, расположенными на высоте менее 2,2 м на разных сторонах прохода, должно быть не менее 1 м.

115. Подача напряжения на электрооборудование крана от внешней сети должна осуществляться через вводное устройство (рубильник, автоматический выключатель) с ручным или дистанционным приводом.

116. Вводное устройство (защитная панель) мостовых, козловых и консольных кранов должно быть оборудовано специальным контактным замком с ключом (ключом-маркой), без которого не может быть подано напряжение на кран.

117. Для подачи напряжения на главные троллеи или гибкий кабель должен быть установлен выключатель в доступном для отключения месте. Выключатель должен иметь приспособление для запираения его в отключенном положении.

118. Кабина крана и машинное помещение должны быть оборудованы электрическим освещением, токоведущие части которого должны быть ограждены. При отключении электроприводов механизмов кранов освещение должно оставаться подключенным.

119. Все краны, кроме однобалочных, должны быть оборудованы низковольтным ремонтным освещением с напряжением не выше 42 В.

120. Питание электрической цепи аварийного освещения должно осуществляться от установленного на кране трансформатора или аккумулятора.

ГЛАВА 13

ГИДРООБОРУДОВАНИЕ

121. Конструкция гидравлической системы должна исключать возможность: самопроизвольного опускания груза в аварийных ситуациях (падение давления, разрыв трубопровода, нарушение герметичности соединений, остановка двигателя) – приводные механизмы должны останавливаться при нахождении органов управления в любом из возможных положений;

повреждения элементов гидропривода (трубопроводов, рукавов, их соединений) при соприкосновении с элементами металлоконструкций.

122. Гидропривод механизмов должен обеспечивать подъем груза на крюке из любого положения и опускание груза с требуемой скоростью. Допустимая величина просадки груза при его удержании на весу должна быть указана в инструкции по эксплуатации крана.

123. Для механизмов подъема груза, изменения вылета и телескопирования стрелы с гидроцилиндром должно быть предусмотрено устройство (обратный клапан), исключающее возможность опускания груза или стрелы при падении давления в гидросистеме.

124. Гидравлическая система должна предусматривать полное и безопасное удаление рабочей жидкости (и заполнение системы) при ремонте и техническом обслуживании. Слив рабочей жидкости из предохранительных клапанов должен производиться в гидробак.

125. Конструкция гидравлической системы должна обеспечивать: замену элементов гидропривода, трубопроводов и фильтров на кране без слива рабочей жидкости из гидробака;

непрерывное фильтрование рабочей жидкости.

126. Должна устанавливаться степень фильтрации рабочей жидкости. Фильтр, установленный на линии слива, должен иметь перепускной клапан.

127. Каждый гидравлический контур должен быть предохранен от превышения рабочего давления предохранительным клапаном, отрегулированным на работу с номинальным грузом и опломбированным.

128. Уровень рабочей жидкости должен контролироваться по минимальной и максимальной отметкам на масломерном стекле. Применение шупов не допускается. При использовании на кране нескольких гидробаков для жидкости они должны иметь разную маркировку.

ГЛАВА 14

РЕГИСТРАТОРЫ, ОГРАНИЧИТЕЛИ И УКАЗАТЕЛИ

129. Краны должны быть оборудованы ограничителями рабочих движений для автоматической остановки:

механизма подъема грузозахватного органа в его крайних верхнем и нижнем положениях;

механизма изменения вылета стрелы;

механизмов передвижения кранов на рельсовом ходу и грузовых тележек, если скорость крана (тележки) при подходе к крайнему положению может превысить 30 м/мин (механизмы передвижения башенных, козловых кранов и мостовых кранов-перегрузателей должны быть оборудованы ограничителями независимо от скорости передвижения);

механизмов передвижения кранов или их грузовых тележек, работающих на одном рельсовом пути;

механизмов передвижения козловых кранов независимо от скорости передвижения.

130. Ограничители, указанные в пункте 129 настоящих Правил, должны устанавливаться также при необходимости ограничения хода любого механизма (механизма поворота, выдвижения телескопической секции стрелы или секций при монтаже крана, механизмов грузозахватного органа, подъема кабины).

131. Ограничители рабочих движений – концевые выключатели, устанавливаемые на кране, должны включаться так, чтобы была обеспечена возможность движения механизма в обратном направлении.

Дальнейшее движение в том же направлении допускается:

для механизма передвижения мостового крана – при подходе к посадочной площадке или тупиковому упору с наименьшей скоростью, обеспечиваемой электроприводом;

для механизма опускания стрелы крана стрелового типа в транспортное положение (без груза).

132. Ограничитель механизма подъема груза или стрелы крана должен обеспечить остановку грузозахватного органа при подъеме и зазор между грузозахватным органом и упором у электрических талей не менее 50 мм, у других кранов – не менее 200 мм.

При скорости подъема груза более 30 м/мин на кране должен быть установлен дополнительный ограничитель хода, срабатывающий до основного ограничителя, переключающий схему на пониженную скорость подъема.

133. Длина пути торможения механизмов крана должна быть указана организацией-изготовителем в паспорте крана и в инструкции по эксплуатации: в эксплуатационном режиме – путь контролируемого торможения; при аварийной остановке – путь аварийного торможения.

134. Ограничители механизмов передвижения должны обеспечивать отключение двигателей и механизмов на следующем расстоянии до упоров: для козловых кранов и мостовых перегружателей – не менее полного пути торможения, для остальных кранов – не менее половины пути торможения.

135. Краны стрелового типа (кроме консольных) должны быть оборудованы ОГП, автоматически отключающим механизмы подъема груза и изменения вылета стрелы в случае подъема груза, масса которого превышает грузоподъемность для данного вылета более чем на 10 %.

136. У кранов стрелового типа, имеющих две или более грузовые характеристики, ОГП должен иметь устройство для переключения его на выбранную характеристику.

137. Краны мостового типа должны быть оборудованы ОГП (для каждой грузовой лебедки), если по условиям эксплуатации возможна их перегрузка. Краны с переменной по длине моста грузоподъемностью также должны быть оборудованы ОГП для каждого из участков моста, имеющих различные грузовые характеристики.

138. ОГП кранов мостового типа не должен допускать перегрузку более чем на 10 %.

139. Конструкция ОГП должна обеспечивать:

возможность установки ОГП на находящиеся в эксплуатации и на вновь изготавливаемые краны;

возможность опускания груза или включение других механизмов для уменьшения грузового момента после срабатывания ОГП;

отключение механизма подъема, исключая его перегрузку на 10 % или более согласно техническому заданию на кран;

отключение механизма подъема при работе на спуск при снижении нагрузки на грузозахватном органе до нагрузки, соответствующей массе грузозахватного органа (грузозахватного приспособления);

штатную работу ОГП при подаче питания после обесточивания крана с грузом, зафиксированным грузозахватным устройством;

исключение несанкционированного доступа к узлам настройки элементов конструкции ОГП.

Конструкция ОГП должна также:

не препятствовать работе крана при подъеме грузов, масса которых не превышает грузоподъемность его механизма подъема;

позволять отключать (блокировать) ОГП специальным ключом или кодом при проведении планово-предупредительного ремонта крана и испытаний грузом при полном техническом освидетельствовании.

140. Применяемые в ОГП датчики силы должны устанавливаться в опоры грузовых барабанов, узлы уравнительных или верхних блоков, в неподвижные узлы крепления концов грузовых канатов.

141. Связь между датчиками силы и электронными блоками обработки информации должна осуществляться по гибкому токоподводу к крану и грузовой тележке (за исключением случаев, если ОГП оснащен микропроцессорным блоком с цифровой передачей данных от датчиков силы).

142. Техническое обслуживание кранов должно производиться не реже одного раза в 12 месяцев (для блока АЭС – не реже одного раза в топливную кампанию).

143. Краны, кроме управляемых с подвесного пульта, должны быть оснащены устройством подачи предупредительного звукового сигнала, звук которого должен быть хорошо слышен в зоне работы крана. При наличии у крана нескольких постов управления включение звукового сигнала должно быть возможно с любого из них.

144. Козловые краны должны быть рассчитаны на максимально возможное усилие перекоса, возникающее при их передвижении, или оборудованы ограничителем перекоса автоматического действия.

145. Краны мостового типа должны быть оборудованы блокировкой для автоматического снятия напряжения с электрооборудования, установленного на мосту крана, при выходе обслуживающего персонала на галерею. Электрооборудование с напряжением не более 42 В при этом может не отключаться.

146. У мостовых кранов, вход персонала на которые предусмотрен через галерею моста, дверь для входа на галерею должна быть оборудована блокировкой, указанной в пункте 145 настоящих Правил.

147. Дверь для входа в кабину управления, передвигающуюся вместе с краном, со стороны посадочной площадки должна быть снабжена электрической блокировкой, запрещающей движение крана при открытой двери.

148. Если кабина имеет тамбур, то дверь тамбура должна быть снабжена блокировкой, указанной в пункте 147 настоящих Правил.

149. У кранов стрелового типа при расположении кабины на поворотной части крана для предупреждения возможности зажатия персонала при переходе с поворотной части на неповоротную должен быть предусмотрен ограничитель, автоматически отключающий двигатель механизма поворота при открытом люке или двери.

150. У кранов стрелового типа, грузоподъемность которых меняется с изменением вылета стрелы, должен быть предусмотрен указатель грузоподъемности, соответствующей вылету. Шкала (табло) указателя грузоподъемности должна быть отчетливо видна с рабочего места машиниста крана (крановщика).

151. Краны, передвигающиеся по крановому пути, и их грузовые тележки должны быть снабжены:

упругими буферными устройствами;

опорными деталями на случай поломки колес и осей ходовых устройств.

152. Опорные детали должны быть установлены на высоте не более 20 мм от рельсов (ездовых балок), по которым передвигается кран (тележка), и должны быть рассчитаны на наибольшую возможную нагрузку на эти детали.

153. На краны стрелового типа с изменяющимся вылетом стрелы и гибкой подвеской стрелы должны быть установлены упоры или другие устройства, предотвращающие запрокидывание стрелы.

154. ОГП крана для предотвращения несанкционированного доступа должны быть опломбированы. Места пломбирования ОГП должны быть указаны в инструкции по эксплуатации крана.

155. Регистраторы, ограничители и указатели крана должны быть независимы от действий машиниста крана (крановщика) при нормальной эксплуатации крана. Ошибки в управлении краном не должны приводить к потере работоспособности регистраторов, ограничителей и указателей крана.

ГЛАВА 15 ОРГАНЫ УПРАВЛЕНИЯ

156. Органы управления механизмами и грузозахватными органами крана должны быть устроены так, чтобы были исключены ошибки машиниста крана (крановщика) при выборе направления движения механизмов, а также должны иметь надписи, символы или схемы, показывающие направление движения механизмов крана.

157. Органы управления должны быть сконструированы и установлены таким образом, чтобы управление было удобным и не затрудняло наблюдение за грузозахватным органом и грузом.

158. При бесступенчатом управлении должна быть обеспечена фиксация рукоятки в нулевом положении.

159. Кнопочные органы, предназначенные для реверсивного пуска механизма, должны иметь электрическую блокировку, исключающую подачу напряжения на реверсивные механизмы при одновременном нажатии на обе кнопки.

160. Органы для управления с пола должны иметь устройство для самовозврата в нулевое положение, при этом работа механизма должна быть возможна только при непрерывном нажатии на кнопку или удержании рукоятки в рабочем положении.

161. При размещении органов управления с пола на подвесном пульте, последний должен быть подвешен на стальном тросе или специальном кабеле такой длины, которая позволяла бы персоналу, управляющему механизмом, находиться на безопасном расстоянии от поднимаемого груза.

162. Для кранов с электрическим приводом включение линейного (главного) контактора должно быть возможно только в том случае, если рукоятки органов управления (командоконтроллеров) находятся в нулевом положении.

163. Контакты нулевой блокировки панели управления с индивидуальной нулевой защитой в цепь контактора защитной панели (вводного устройства) могут не включаться. В этом случае в кабине управления должен быть установлен указатель – световая сигнализация, информирующая о включении или выключении панели управления.

164. При наличии на кране нескольких постов управления должна быть предусмотрена блокировка, исключающая возможность управления одновременно с разных постов.

165. Для кранов, управляемых дистанционно (радиоуправляемых), должно быть исключено взаимное влияние от наводок, приводящих к срабатыванию систем:

управляющих оборудованием ОИАЭ;

дистанционного управления (радиоуправления) кранами.

ГЛАВА 16 КАБИНЫ УПРАВЛЕНИЯ

166. Кабина управления крана должна быть оборудована звуковой и световой сигнализацией.

167. Пульт управления краном или отдельная панель сигнализации, установленная в кабине, должны обеспечивать:

индикацию (сигнализацию) срабатывания блокировок;
вывод информации о массе поднимаемого груза (для кранов, оснащенных системой контроля грузоподъемности).

168. Кабина управления крана стрелового типа должна быть расположена так, чтобы при работе крана с минимальным вылетом стрелы исключалась возможность удара груза или грузозахватного органа о кабину. Размещение механизмов крана непосредственно над кабиной не допускается.

169. Кабина мостового крана и передвижного консольного крана должна располагаться под галереей моста (консоли) и сообщаться с ней лестницей.

170. У кранов мостового типа допускается подвешивать кабину к раме грузовой тележки. В этом случае выход из кабины на галерею моста должен осуществляться через настил тележки или по наружной огражденной лестнице.

171. Кабина крана мостового типа должна быть подвешена со стороны, противоположной той, на которой расположены главные троллеи. Исключения допускаются в случае, если троллеи недоступны для случайного к ним прикосновения из кабины, с посадочной площадки или лестницы.

172. Внутренние размеры кабины должны быть не менее: высота – 2000 мм, ширина – 900 мм, длина – 1300 мм; ее объем должен быть не менее 3 м³. В кабине должен быть обеспечен свободный доступ к расположенному в ней оборудованию.

173. Кабина крана должна иметь сплошное ограждение со всех сторон, сплошное верхнее перекрытие и предусматривать возможность защиты машиниста крана (крановщика) от воздействия неблагоприятных условий работы.

174. Световые проемы кабины должны быть выполнены из небьющегося (безосколочного) стекла.

175. Остекление кабины должно быть выполнено так, чтобы имелась возможность производить очистку стекол как изнутри, так и снаружи, или должно быть предусмотрено устройство для их очистки. Нижние стекла, на которые может встать машинист крана (крановщик), должны быть защищены решетками, способными выдержать силу тяжести не менее 1,5 кН.

176. У мостовых однобалочных и подвесных кранов ограждение кабины, предназначенной для работы в положении сидя, должно быть выполнено высотой не менее 700 мм.

177. Кабины мостовых и передвижных консольных кранов в случае, если расстояние между задней стенкой кабины и строительными конструкциями или оборудованием, относительно которых она перемещается, составляет менее 400 мм, должны иметь сплошное ограждение задней стенки и боковых сторон высотой не менее 1800 мм.

178. Ограждение задней стороны кабины должно проводиться во всю ширину, а боковые стороны должны иметь ограждение шириной не менее 400 мм со стороны, примыкающей к задней стенке.

179. Дверь для входа в кабину должна быть распашной или раздвижной и с внутренней стороны должна быть оснащена запором.

180. Распашная дверь должна открываться внутрь кабины, за исключением кранов стрелового типа, и при наличии перед входом в кабину тамбура или площадки с соответствующим ограждением дверь кабины может открываться наружу.

181. Кабины кранов должны быть оборудованы стационарным сиденьем для машиниста крана (крановщика), устроенным так, чтобы можно было сидя управлять краном и вести наблюдение за грузом. Должна быть предусмотрена возможность регулировки положения сиденья по высоте и в горизонтальной плоскости для удобства работы и технического обслуживания органов управления крана.

182. Пол в кабине крана с электрическим приводом должен иметь настил из неметаллических материалов, исключающих скольжение, и покрыт резиновым диэлектрическим ковриком. В кабинах с большой площадью пола резиновые диэлектрические коврики размером не менее 500 x 700 мм могут быть предусмотрены только в местах технического обслуживания электрооборудования.

Кабина крана должна быть сконструирована и оборудована таким образом, чтобы в ней обеспечивался необходимый температурный режим и обмен воздуха.

ГЛАВА 17 ПРОТИВОВЕС И БАЛЛАСТ

183. Составные части противовеса и балласта должны быть закреплены или заключены в кожух для предохранения их от падения и для исключения возможности изменения установленной массы.

184. Применять для противовеса или балласта песок, гравий, щебень не допускается. На кранах стрелового типа в качестве противовеса или балласта должны быть предусмотрены инвентарные маркированные грузы, изготовление и укладка которых должны проводиться по чертежам организации-изготовителя крана.

185. Передвижные противовесы должны перемещаться автоматически с изменением вылета стрелы или иметь видимый машинисту крана (крановщику) указатель положения противовеса в зависимости от вылета.

ГЛАВА 18 ОГРАЖДЕНИЯ

186. Легкодоступные, находящиеся в движении части крана, которые могут послужить причиной несчастного случая, должны быть закрыты прочно укрепленными металлическими съёмными ограждениями, допускающими удобный осмотр и смазку механизмов.

187. Ограждение обязательно для:

зубчатых, цепных и червячных передач;

соединительных муфт с выступающими болтами и шпонками, а также других муфт, расположенных в местах прохода;

барабанов, расположенных на расстоянии 500 мм от рабочего места машиниста крана (крановщика) или в проходах. При этом ограждение барабанов не должно затруднять наблюдение за навивкой каната на барабан;

вала механизма передвижения крана мостового типа с центральным приводом при частоте вращения 50 оборотов в минуту и более (при частоте вращения менее 50 оборотов в минуту указанный вал должен быть огражден в месте расположения люка для выхода на галерею);

валов других механизмов кранов, если они расположены в местах, предназначенных для прохода обслуживающего персонала.

188. Ходовые колеса кранов, передвигающихся по рельсовому пути, и их опорных тележек должны быть снабжены щитками, предотвращающими возможность попадания под колеса посторонних предметов. Зазор между щитком и рельсом должен быть от 5 мм до 10 мм.

189. Неизолированные токоведущие части электрооборудования кранов (в том числе выключателей, подающих питание на троллеи или на питающий кабель), расположенные в местах, не исключающих возможность прикосновения к ним, должны быть ограждены.

190. Электрооборудование, установленное в аппаратных кабинах, запираемых на ключ, или в местах, в которых при входе персонала автоматически снимается напряжение, может не ограждаться.

191. Токоведущие части главных троллеев, расположенные вдоль рельсового пути, и их токоприемники должны быть недоступны для случайного прикосновения к ним с моста крана, лестницы, посадочных площадок и других площадок, в которых может находиться персонал, путем обеспечения соответствующего расположения проводов и токоприемников.

192. Троллеи, расположенные на кране, не отключаемые контактом блокировки люка (троллеи с напряжением более 50 В у кранов с подвижной кабиной), должны быть ограждены или расположены между балками моста крана на расстоянии не менее 1 м от площадок технического обслуживания. При устройстве ограждений троллеев они должны располагаться по всей длине и с торцов крана.

193. На кране в местах возможного соприкосновения грузовых канатов с главными или вспомогательными троллеями крана должны быть установлены соответствующие защитные устройства.

ГЛАВА 19

ГАЛЕРЕИ, ПЛОЩАДКИ И ЛЕСТНИЦЫ

194. Кран должен иметь удобный доступ в кабину. У мостовых кранов должен быть устроен безопасный выход на тележку крана. У однобалочных и подвесных двухбалочных мостовых кранов галереи или площадки на кране не требуются при наличии в пролете, в котором он установлен, ремонтной площадки.

195. На кранах мостового типа и передвижных консольных кранах при наличии галереи, предназначенной для технического обслуживания электрооборудования и механизмов, ширина свободного прохода должна быть:

в зоне расположения механизмов передвижения с центральным приводом – не менее 500 мм;

в зоне расположения механизмов передвижения с отдельным приводом – не менее 400 мм.

В зоне расположения троллеев ширина прохода между перилами и поддерживающими троллеи устройствами, а также токоъемниками должна быть не менее 400 мм.

В пролетах зданий, в которых устанавливаются опорные мостовые краны с группой классификации по режиму работы А6 согласно приложению 2, а также на эстакадах для кранов (кроме однобалочных и подвесных двухбалочных кранов) должны быть устроены галереи для прохода вдоль рельсового пути с обеих сторон пролета.

196. Галереи для прохода вдоль рельсового пути должны быть снабжены перилами со стороны пролета и с противоположной стороны при отсутствии стены. Галерея на открытой эстакаде может быть снабжена перилами высотой не менее 1100 мм только с наружной стороны (противоположной пролету).

197. Ширина прохода (в свету) по галерее для прохода вдоль рельсового пути должна быть не менее 500 мм, высота – не менее 1800 мм.

198. В местах расположения колонн должен быть обеспечен проход сбоку или в теле колонны шириной не менее 400 мм и высотой не менее 1800 мм. Оставлять у колонн неогражденный участок галереи не разрешается.

199. При устройстве прохода внутри колонны за 1000 мм до подхода к ней ширина перехода по галерее должна быть уменьшена до ширины прохода в колонне. Каждая галерея должна иметь выходы на лестницы не реже чем через каждые 200 м.

200. Ремонтные площадки должны обеспечивать удобный и безопасный доступ к механизмам и электрооборудованию крана.

201. При расстоянии от пола ремонтной площадки до нижних частей крана менее 1800 мм дверь для входа на ремонтную площадку должна быть оборудована запором и автоматической электрической блокировкой, снимающей напряжение с главных троллеев ремонтного участка.

202. Вместо устройства стационарных ремонтных площадок допускается применение передвижных площадок, безопасно выдерживающих нагрузку, указанную в их паспорте.

203. Управляемые из кабины мостовые краны (кроме однобалочных и подвесных двухбалочных кранов) должны быть оборудованы кабинами (площадками) для технического обслуживания главных троллеев и токоприемников, если они располагаются ниже настила галереи крана. Краны, имеющие кабельный токоподвод, оборудовать указанными средствами доступа не требуется.

204. Люк для входа с настила моста в кабину для технического обслуживания главных троллеев должен быть снабжен крышкой с устройством для запираания ее на замок.

205. Кабина для технического обслуживания главных троллеев должна быть ограждена перилами высотой не менее 1100 мм со сплошной зашивкой по низу высотой 100 мм.

206. Размер люков, устраиваемых для входа в настилах проходных галерей ремонтных и других площадок, следует принимать не менее 500 х 500 мм. При этом люк должен быть оборудован легко и удобно открывающейся крышкой.

207. Угол между крышкой люка в открытом положении и настилом должен быть не более 75°.

208. Для входа в кабину управления мостового, передвижного консольного крана, а также грузовой электрической тележки, передвигающейся по надземному рельсовому пути, должна устраиваться посадочная площадка со стационарной лестницей.

209. Расстояние от пола посадочной площадки до нижних частей перекрытия или выступающих конструкций должно быть не менее 1800 мм. Пол посадочной площадки должен быть расположен на одном уровне с полом кабины или тамбура, если кабина имеет тамбур. Зазор между посадочной площадкой и порогом двери кабины (тамбура) при остановке крана возле посадочной площадки должен быть не менее 60 мм и не более 150 мм.

210. Допускается устройство посадочной площадки ниже уровня пола кабины, но не более чем на 250 мм в случае, если при расположении посадочной площадки на одном уровне с полом кабины не может быть выдержан габарит по высоте (1800 мм), а также при расположении посадочной площадки в торце здания и невозможности соблюдения указанного зазора между порогом кабины и посадочной площадкой.

211. При устройстве посадочной площадки в конце рельсового пути ниже уровня пола кабины допускается наезд кабины на посадочную площадку (но не более чем на 400 мм) при полностью сжатых буферах. Зазор между посадочной площадкой и нижней частью кабины (по вертикали) должен быть в пределах от 100 мм до 250 мм, между кабиной и ограждением посадочной площадки – в пределах от 400 мм до 450 мм, со стороны входа в кабину – в пределах от 700 мм до 750 мм.

212. Вход в кабину управления мостового крана через мост допускается лишь в случае, если непосредственная посадка в кабину невозможна по конструктивным или производственным причинам. В этом случае вход на кран должен устраиваться в специально отведенном для этого месте через дверь в перилах моста, оборудованную электрической блокировкой и звуковой сигнализацией.

213. Настил галерей, площадок и проходов должен быть выполнен из металла или других прочных материалов, отвечающих требованиям по обеспечению пожарной безопасности. Настил должен устраиваться по всей длине и ширине галереи или площадки.

214. Настил должен быть выполнен так, чтобы исключить возможность скольжения ног. В случае применения настилов с отверстиями ни один из размеров отверстий не должен превышать 20 мм.

215. Галереи, площадки, проходы и лестницы, устроенные в местах расположения троллеев или неизолированных проводов, находящихся под напряжением, независимо от наличия блокировок входа должны быть ограждены для исключения случайного прикосновения к троллеям или неизолированным проводам.

216. Площадки и галереи, концевые балки кранов мостового типа, предназначенные для доступа и (или) технического обслуживания кранов, должны быть ограждены перилами высотой не менее 1100 мм с устройством сплошного ограждения по низу высотой 100 мм.

217. На концевой балке и тележке мостового или передвижного консольного крана высота перил может быть уменьшена до 800 мм, если габариты здания не позволяют установить перила высотой 1100 мм.

218. Перила и ограждения по низу должны также устанавливаться с торцевых сторон тележки кранов мостового типа, а при отсутствии галереи – вдоль моста крана и с продольных сторон тележки.

219. Стойки на посадочной площадке, к которым крепятся перила или конструкции крепления посадочной площадки, расположенные на высоте более 1100 мм от ее настила, должны отстоять от кабины не менее чем на 400 мм.

220. Концевые балки кранов мостового типа, имеющие ширину не более 300 мм, а также краны, у которых в качестве механизма подъема используется электрическая таль, перилами могут не ограждаться, если согласно инструкции по эксплуатации их концевые балки не предназначены для технического обслуживания крана.

221. Лестницы для доступа с пола на площадки и галереи кранов мостового типа должны быть шириной не менее 600 мм. Ширина лестниц, расположенных на кране, за исключением лестниц высотой не более 1500 мм, должна быть не менее 500 мм.

222. Лестницы высотой менее 1500 мм, расположенные на кране, а также лестницы для выхода из кабины на галерею крана мостового типа или передвижного консольного могут выполняться шириной не менее 350 мм.

223. Расстояние между ступенями должно составлять не более 300 мм для крутонаклонных лестниц и 250 мм для наклонных посадочных лестниц.

224. Шаг ступеней должен быть выдержан по всей высоте лестницы. Ступени крутонаклонных лестниц должны отстоять от металлоконструкций крана не менее чем на 150 мм.

225. Лестницы для доступа с пола на посадочные, ремонтные площадки и галереи для прохода вдоль рельсового пути должны быть расположены так, чтобы исключить возможность зажатия находящегося на них персонала движущимся краном или его кабиной, должны быть свободны и безопасны для движения персонала. Не допускается загромождение указанных лестниц и хранение на них посторонних предметов.

226. На крутонаклонных лестницах должны быть устроены, начиная с высоты 2500 мм от основания лестницы, ограждения в виде дуг. Дуги должны располагаться на расстоянии не менее 800 мм друг от друга и соединяться между собой не менее чем тремя продольными полосами.

227. Расстояние от лестницы до дуги должно быть не менее 700 мм и не более 800 мм при радиусе дуги от 350 мм до 400 мм. Ограждение в виде дуг не требуется, если лестница проходит внутри решетчатой колонны сечением не более 900 x 900 мм или трубчатой башни диаметром не более 1000 мм.

228. Устройство крутонаклонных лестниц над люками не допускается. При высоте лестниц более 10 м через каждые 6–8 м должны быть устроены площадки. При расположении лестниц внутри трубчатой башни такие площадки могут не устраиваться.

229. Наклонные лестницы, расположенные на кранах (за исключением кранов стрелового типа), должны снабжаться с двух сторон перилами высотой не менее 1100 мм относительно ступеней и иметь плоские металлические ступени шириной не менее 150 мм, исключая возможность скольжения.

230. Лестницы для входа на площадки для технического обслуживания кранов стрелового типа должны быть стационарными и (или) складными (выдвижными) с высотой поручней при входе на площадку не менее 1500 мм.

231. Ступени должны быть шириной не менее 320 мм с шагом от 250 мм до 400 мм. Высота от поверхности пола или площадки до первой ступеньки должна быть не более 400 мм.

ГЛАВА 20 РЕЛЬСОВЫЕ ПУТИ

232. Монтаж рельсового пути должен проводиться в соответствии с проектной документацией. Допустимая нагрузка на рельсовый путь должна быть подтверждена расчетом.

233. Типовой проект рельсового пути, включающий монтажные чертежи и инструкцию по эксплуатации, должен разрабатываться организацией-изготовителем крана.

234. Типовой проект рельсового пути должен содержать следующую информацию:

- тип рельсов;
- схему приложения нагрузок от колес крана и антисейсмических устройств;
- значения расчетной нагрузки от колес крана и антисейсмических устройств;
- конструкции крепления рельсов между собой и к подкрановым строительным конструкциям;
- минимально допустимый радиус кривой на криволинейных участках пути;
- конструкции тупиковых упоров;
- устройство заземления рельсового пути;

инструкции по эксплуатации, включающее необходимые требования к отклонениям размеров и взаимного положения элементов рельсового пути и их браковке согласно приложению 8.

235. При установке на рельсовый путь дополнительного крана или взамен используемого ранее, но большей грузоподъемности и (или) массы либо с более высокой группой классификации по режиму работы должен быть выполнен расчет пути с целью проверки допустимости увеличившейся нагрузки. Расчет должен быть приложен к паспорту крана.

236. Нормы браковки элементов рельсовых путей опорных и подвесных кранов приведены в приложении 8.

237. Рельсовый путь должен обеспечивать свободный (без заеданий) проезд крана на всем участке его перемещения.

238. Рельсовые пути кранов и грузовых подвесных тележек или электрических талей, оборудованные стрелками или поворотными кругами, а также места перехода крана или его грузовой тележки с одного пути на другой должны:

обеспечивать плавный, без заеданий, проезд;

быть оборудованы замками с электрической блокировкой, исключающей несанкционированный переезд крана или его грузовой тележки с одного пути на другой;

иметь автоматически включаемую блокировку, исключающую сход грузовой тележки (электрической тали) с рельса при выезде ее на консоль расстыкованного участка пути;

обеспечивать управление переводом стрелки или поворотного круга от сигнала системы управления грузовой тележкой (электрической талью);

быть оборудованы единым выключателем для подачи напряжения на троллеи (или электрический кабель) грузовой тележки (электрической тали), на механизмы управления стрелок и электрические аппараты блокировочных устройств.

239. На рельсовом пути рельсы должны быть закреплены так, чтобы при передвижении крана исключалось их поперечное и продольное смещение (кроме упругих деформаций под нагрузкой от передвигающегося крана). При креплении рельсов посредством сварки должна быть исключена возможность их тепловой деформации.

240. Переезд автотранспорта через пути козловых и башенных кранов допускается в исключительных случаях, если невозможен их объезд. Меры безопасности разрабатываются эксплуатирующей организацией с учетом интенсивности работы кранов и движения транспорта.

241. Готовность рельсового пути к эксплуатации, в том числе после ремонта (модернизации), должна быть подтверждена актом сдачи-приемки (с прилагаемыми к нему результатами планово-высотной съемки).

242. Предельные величины отклонений рельсового пути не должны превышать величин по ГОСТ 34020-2016.

243. На каждом рельсовом пути должен быть выделен участок для стоянки крана в нерабочем состоянии.

244. Рельсовые пути, находящиеся в эксплуатации, должны подвергаться осмотру перед началом выполнения работ и плановой проверке состояния не реже одного раза в месяц, независимо от интенсивности использования кранов.

245. Ежедневный осмотр рельсового пути осуществляется машинистом крана (крановщиком) в объеме, предусмотренном инструкцией по эксплуатации крана.

В случае обнаружения неисправностей в известность ставится специалист, ответственный за безопасное производство работ с применением кранов.

246. Плановая проверка состояния рельсовых путей проводится ответственным за содержание кранов в работоспособном состоянии специалистом.

Плановая проверка устанавливает соответствие контролируемых параметров рельсовых путей требованиям инструкции по эксплуатации, типовому проекту рельсового пути и подтверждает, что его состояние обеспечивает безопасную работу крана.

Результаты плановых проверок заносятся в вахтенный журнал.

РАЗДЕЛ III

ТРЕБОВАНИЯ К КРАНАМ ГРУПП А И Б

ГЛАВА 21

ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КРАНАМ ГРУППЫ Б

247. Для кранов группы Б должны быть выполнены все требования, установленные в разделе II настоящих Правил, а также установленные настоящей главой.

248. Краны и грузозахватные приспособления должны соответствовать установленным для них функциональным требованиям.

Комплектующие кранов и грузозахватных приспособлений должны сохранять работоспособность и целостность в проектных условиях на протяжении назначенного срока службы, что должно подтверждаться испытаниями или опытом эксплуатации.

249. Единичный отказ кранов и грузозахватных приспособлений не должен влиять на их способность выдерживать рабочие нагрузки и на безопасность ОИАЭ.

250. Краны должны быть оборудованы ОГП (для каждой грузовой лебедки), если возможна их перегрузка по технологии производства.

251. Конструкция ОГП должна обеспечивать автоматическое включение звуковой и световой сигнализации на пульте управления краном при срабатывании ОГП, а также при его отказах.

252. Приводы всех механизмов кранов должны иметь автоматически действующие тормоза. Каждая лебедка механизма подъема должна иметь два тормоза (основной и дополнительный), должно быть обеспечено действие каждого из тормозов лебедки независимо друг от друга. Основной тормоз должен быть установлен либо на реборде барабана механизма подъема, либо на валу редуктора. Дополнительный тормоз может размещаться в любом месте кинематической цепи механизма подъема. С учетом действия эксплуатационной нагрузки каждый из тормозов должен быть рассчитан с коэффициентом запаса торможения не менее 1,5.

253. Ускорения (замедления) механизмов крана, возникающие при пуске, остановке и переходе с одной скорости на другую, не должны превышать $0,2 \text{ м/с}^2$ для горизонтальных перемещений груза и $0,1 \text{ м/с}^2$ – для вертикальных перемещений.

254. Конструкция узлов механизмов кранов и марки применяемых смазочных материалов должны исключать возможность загрязнения смазкой как самого крана, так и пространства под ним. В случае необходимости на кране должны быть предусмотрены приспособления, исключающие попадание смазки на расположенное под краном оборудование.

255. Механизмы подъема груза должны иметь два независимых конечных выключателя. Срабатывание каждого из них должно приводить к остановке приводов механизмов.

256. Второй конечный выключатель должен срабатывать после прохождения крюковой подвеской положения первого конечного выключателя в случае его отказа.

257. При срабатывании первого или второго конечного выключателя груз не должен самопроизвольно опускаться.

258. При положении крюковой подвески, соответствующем срабатыванию первого конечного выключателя, должна включаться звуковая сигнализация.

259. Для крана, управляемого из кабины или со стационарного поста управления (далее – стационарный пост), срабатывание блокировок или первого конечного выключателя при достижении механизмами крана недопустимых положений или движений должно дополнительно сопровождаться включением сигнализации (световой или звуковой) в кабине управления крана (на стационарном посту).

260. При приведенном в действие втором конечном выключателе в кабине управления крана (на стационарном посту) должна быть включена световая сигнализация, которая может быть выключена только после выяснения причины и устранения неисправности, приведшей к продолжению работы привода после прохождения крюком крана положения, при котором должен срабатывать первый конечный выключатель.

261. После опускания груза эксплуатация крана не допускается до определения и устранения причин отказа первого конечного выключателя.

262. На кранах с дистанционным управлением и приводным грузозахватным устройством должны быть предусмотрены световая или звуковая сигнализация, регистрирующая полное замыкание грузозахватного органа, и наличие блокировок,

исключающих подъем груза при незамкнутом состоянии грузозахватного органа и его несанкционированное размыкание.

263. Сигналы о срабатывании ОГП, блокировок или концевых выключателей должны быть хорошо различимы и слышимы машинистом крана (крановщиком).

264. Краны мостового типа грузоподъемностью более 10 т группы классификации по режиму работы не менее А6 согласно приложению 2, а также краны стрелового типа должны быть оборудованы регистраторами параметров их работы для учета выработанного ресурса (в том числе при продлении назначенного срока службы крана).

265. Регистраторы параметров работы крана для предотвращения несанкционированного доступа должны быть опломбированы. Места пломбирования регистраторов параметров работы должны быть указаны в инструкции по эксплуатации крана.

266. Электрическая схема механизма подъема крана, имеющего многодвигательный электрический привод, должна обеспечивать в случае выхода из строя одного из приводных электрических двигателей продолжение технологической операции при условии отключения от электрической сети поврежденного двигателя коммутационным аппаратом ручного управления.

267. Электрооборудование крана должно иметь защиту от замыкания на землю.

268. Программно-технические средства, применяемые в электро-оборудовании крана, должны быть продублированы независимыми аппаратными средствами, обеспечивающими:

аварийное отключение крана машинистом крана (крановщиком) с пульта управления;
аварийное отключение соответствующего механизма подъема или всего крана при превышении скорости движения груза;

аварийное отключение соответствующего механизма подъема или всего крана при срабатывании ОГП или второго концевого выключателя.

ГЛАВА 22

ОСОБЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К КРАНАМ ГРУППЫ А

269. Для кранов группы А должны быть выполнены все требования, установленные в разделе II настоящих Правил, а также установленные настоящей главой.

270. Полярный кран должен быть спроектирован на весь жизненный цикл ядерной установки, включая вывод из эксплуатации и любое связанное с ним применение крана.

Ходовые части и рельсовые пути полярных кранов должны быть выполнены с учетом обеспечения беспрепятственного перемещения кранов по круговым рельсам.

271. Механизмы главного подъема крана должны иметь дублированные электрические двигатели (приводы).

272. Каждый из электрических двигателей механизма главного подъема должен обеспечивать независимое транспортирование груза в заданное безопасное положение при нормальных условиях эксплуатации ОИАЭ.

273. Приводы механизма главного подъема должны иметь фиксированные установочные скорости. Ускорения (замедления) механизмов крана, возникающие при пуске, остановке и переходе с одной скорости на другую, не должны превышать $0,15 \text{ м/с}^2$ для горизонтальных перемещений груза и $0,05 \text{ м/с}^2$ – для вертикальных перемещений.

274. Приводы механизма главного подъема должны автоматически отключаться с наложением тормозов при превышении номинальной скорости опускания груза на 30 %.

275. Концевые выключатели кранов, ограничивающие ход горизонтальных перемещений грузов, должны быть дублированы.

276. Краны должны быть оснащены устройствами для регистрации параметров, необходимых для записи и оценки фактических режимов работы крана и его механизмов.

277. Информация о величине нагрузки, действующей на грузозахватные органы крана, должна отображаться средствами индикации веса перемещаемого груза. Средства индикации должны находиться в пределах видимости машиниста крана (крановщика) или оператора крана.

278. Шкафы управления полярным краном должны устанавливаться вне герметичного ограждения реакторной установки в отдельном помещении.

279. Пульт управления краном должен обеспечивать индикацию (сигнализацию) срабатывания блокировок.

280. Должна быть обеспечена возможность проведения функциональных испытаний и производственного контроля кранов и грузоподъемных приспособлений на протяжении всего их срока службы.

281. При необходимости, установленной эксплуатирующей организацией, краны и грузоподъемные приспособления должны быть снабжены:

- системой минимизации раскачивания грузозахватного приспособления;
- системой минимизации раскачивания груза;
- ограничителями скорости в зонах с пониженной скоростью перемещения груза;
- системами, предотвращающими одновременное перемещение груза по нескольким осям движения;
- системой индикации веса перемещаемого груза;
- системой контроля положения груза.

РАЗДЕЛ IV ИЗГОТОВЛЕНИЕ, МОНТАЖ, РЕМОНТ, МОДЕРНИЗАЦИЯ, СЕЙСМОСТОЙКОСТЬ КРАНОВ

ГЛАВА 23 СВАРКА, КОНТРОЛЬ И МАТЕРИАЛЫ

282. Изготовление, монтаж, ремонт и модернизация кранов должны осуществляться специализированными организациями по проекту и (или) технологической документации, разработанными с учетом требований конструкторской документации на кран.

283. Специализированные организации должны проводить контроль качества применяемых основных и сварочных материалов, полуфабрикатов и комплектующих изделий при получении, периодически в процессе хранения, а также перед выдачей в производство и в монтаж.

284. Сварка расчетных металлоконструкций, элементов кранов и контроль качества сварных соединений должны выполняться в соответствии с требованиями настоящих Правил, а также норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Организация и выполнение сварочных работ на объектах использования атомной энергии».

285. Сварочные работы должны выполняться по технологическим документам, разработанным организацией-изготовителем или специализированной организацией в соответствии с обязательными для соблюдения техническими нормативными правовыми актами с учетом конструкции свариваемых изделий.

286. Сварочные материалы, применяемые для сварки металлоконструкций, должны обеспечивать механические свойства металла шва и сварного соединения (предел прочности, относительное удлинение, угол загиба, ударную вязкость) не ниже нижнего предельного показателя перечисленных свойств металла основных элементов металлоконструкции, установленного для данной марки стали обязательными для соблюдения техническим нормативным правовым актом.

В случае применения в одном соединении сталей разных марок механические свойства наплавленного металла должны соответствовать свойствам стали с большим пределом прочности. Марки присадочных материалов, флюсов и защитных газов должны быть указаны в обязательных для соблюдения технических нормативных правовых актах на изготовление, ремонт, монтаж или реконструкцию кранов.

287. Сопрягаемые поверхности приварных деталей должны иметь ту же конфигурацию, что и поверхность в местах приварки указанных деталей.

288. При сборке элементов металлоконструкции под сварку должна быть обеспечена точность соединений в пределах размеров и допусков, установленных чертежами и технологическими процессами.

289. Сварка должна проводиться в помещениях, исключаящих влияние неблагоприятных атмосферных условий на качество сварных соединений. Выполнение

сварочных работ на открытом воздухе допускается по специальной технологии при условии защиты мест сварки от атмосферных осадков и ветра.

Возможность и порядок проведения сварочных работ при температуре ниже 0 °С устанавливается в соответствии с нормами и правилами по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Организация и выполнение сварочных работ на объектах использования атомной энергии».

290. Допускается изготовление сварных элементов с применением в одном и том же узле различных методов сварки, что должно быть указано в обязательных для соблюдения технических нормативных правовых актах.

291. Прихватки, выполненные в процессе сборки металлоконструкции, могут не удаляться, если при сварке они будут полностью переплавлены.

Перед сваркой прихватки должны быть очищены от шлака.

292. Расчетные сварные соединения должны иметь клеймо, позволяющее установить фамилию сварщика, производившего сварку. Метод маркировки, применяемый для сварных соединений, не должен ухудшать качество изделий. Маркировка должна выполняться методами, обеспечивающими ее сохранность в процессе эксплуатации крана. Место и метод маркировки должны быть указаны на чертежах.

293. Необходимость термической обработки сварных соединений устанавливается обязательными для соблюдения техническими нормативными правовыми актами на изготовление, реконструкцию, ремонт и монтаж крана.

294. При изготовлении, монтаже, ремонте и модернизации кранов с применением сварки ответственные конструкции должны быть проконтролированы методами неразрушающего контроля в объеме, установленном техническими условиями, разработанными специализированной организацией.

Визуальный контроль и измерение стыковых сварных соединений расчетных элементов должны проводиться по всей протяженности соединения; если внутренняя поверхность сварного соединения недоступна для осмотра, осмотр и измерение проводятся только с наружной стороны.

Обязательному радиографическому или ультразвуковому контролю подвергают начало и окончание сварных швов стыковых соединений поясов и стенок коробчатых металлоконструкций балок, колонн, стрел.

Суммарная длина участков стыковых сварных соединений, контролируемых радиографическим или ультразвуковым методом, должна составлять не менее: 100 % от длины стыка – на каждом стыке растянутого пояса коробчатой или ферменной металлоконструкции, 50 % от длины стыка – для всех остальных стыковых соединений.

Ремонтные сварные соединения элементов металлоконструкций из высокопрочных сталей подвергают неразрушающему контролю в полном объеме (визуально-измерительному, магнитопорошковому либо контролю проникающими веществами (капиллярному), ультразвуковому или радиографическому).

После проведения ремонтных (сварочных) работ контролируются геометрические размеры и видимые дефекты сварных швов (визуально-измерительный контроль), а также поверхностные дефекты (трещины) магнитопорошковым (для магнитных материалов), либо капиллярный контроль (для немагнитных материалов – нержавеющей стали) и контроль для выявления внутренних дефектов (ультразвуковой либо радиографический контроль).

Применение сварных канатных барабанов допускается при условии проведения ультразвукового, магнитопорошкового или капиллярного контроля не менее 50 % сварных соединений.

Обработанные поверхности зева крюка, крюковой обоймы, ходовых колес и шестерен грузоподъемных механизмов должны подвергаться сплошному контролю на отсутствие поверхностных трещин.

295. В сварных соединениях при изготовлении, а также после выполнения ремонта, реконструкции или модернизации крана при визуальном и измерительном контроле или по результатам иных видов неразрушающего контроля не допускаются следующие дефекты, браковочные признаки которых превышают величины, указанные в технических условиях на изготовление, ремонт, реконструкцию или модернизацию, в том числе:

трещины всех видов и направлений, расположенные в металле шва, по линии сплавления и в околошовной зоне основного металла, а также микротрещины, выявляемые при микроскопическом исследовании;

непровары (несплавления), расположенные на поверхности по сечению сварного соединения;

непровары в вершине (корне) угловых и тавровых соединений, выполненных без разделки кромок;

местные наплывы общей длиной более 100 мм на участке шва 1000 мм, подрезы глубиной 0,5 мм на металле толщиной до 20 мм, но не более 3-х процентов от толщины металла;

поры диаметром более 1 мм при толщине металла до 20 мм и более 1,5 мм при толщине металла свыше 20 мм в количестве более 4-х штук на длине шва 400 мм с расстоянием между дефектами менее 50 мм;

поры, расположенные в виде сплошной сетки;

незаваренные кратеры;

свищи;

незаваренные прожоги в металле шва;

прожоги и подплавления основного металла (при стыковой контактной сварке труб);

смещения кромок выше нормы, предусмотренной чертежами.

При применении физических методов неразрушающего контроля нормы браковки должны учитывать характер получаемой дефектоскопической информации и выражаться в эквивалентных площадях дефектов, размерах индикаторных следов.

296. При выполнении ремонта с применением сварки должен проводиться неразрушающий контроль отремонтированного участка сварного соединения и прилегающей к нему зоны сварного соединения, подвергнутой термическому воздействию.

297. Ремонт одного и того же участка сварного соединения с применением сварки более трех раз не допускается. Сведения о проведенных ремонтах должны вноситься в паспорт крана.

298. Результаты неразрушающего контроля несущих конструкций крана, включая результаты контроля отремонтированных участков, должны документироваться.

299. Выполнение сварки и термической обработки несущих конструкций крана должно осуществляться в соответствии с обязательными для соблюдения техническими нормативными правовыми актами в области обеспечения ядерной и радиационной безопасности.

300. Сварку и термическую обработку ответственных конструкций крана должны выполнять аттестованный персонал.

ГЛАВА 24

РАСЧЕТЫ НА СЕЙСМОСТОЙКОСТЬ КРАНОВ

301. Кран и его механические элементы должны быть рассчитаны на нагрузки от колебаний основания крана без груза и с грузом, равным максимальной грузоподъемности при максимальном расчетном землетрясении.

302. Расчет на сейсмостойкость крана группы А и его элементов должен выполняться линейно-спектральным методом с использованием сейсмических спектров ответа и сейсмических коэффициентов динамичности или методом динамического анализа с использованием верифицированных программных средств.

В окончательном отчете по обоснованию безопасности блока АЭС представляются сведения о стандартных проблемах и процессах, для которых проводились верификационные расчеты по данному программному средству; статус этих расчетов (пост- или предтестовые); описание полученных результатов.

303. Расчеты кранов группы А и группы Б на сейсмостойкость следует выполнять для одновременного сейсмического воздействия по трем пространственным координатам.

304. Расчет на сейсмостойкость кранов группы Б и группы В допускается проводить статическим методом с учетом расчетного уровня сейсмического воздействия на высотной отметке установки рельсового пути (для надземного рельсового пути).

305. Работоспособность крана после проектного или максимального расчетного землетрясения и проектных аварий должна быть подтверждена положительными результатами внеочередного технического освидетельствования.

РАЗДЕЛ V ИСПЫТАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ КРАНОВ

ГЛАВА 25 ИСПЫТАНИЯ КРАНОВ

306. Вне зависимости от серийности выпуска все краны после изготовления должны подвергаться испытаниям.

307. Кран, монтируемый на месте эксплуатации, должен подвергаться испытаниям в соответствии с программой испытаний, разработанными организацией-изготовителем крана.

308. Испытания крана должны проводиться контрольными грузами. На контрольных грузах должна быть указана их фактическая масса, масса контрольных грузов не должна отличаться от необходимой массы более чем на 3 %.

309. Для кранов, установленных в помещениях, в которые невозможно доставлять контрольные грузы для проведения испытаний, допускается проводить статические испытания с помощью специальных нагрузочных приспособлений.

Для проведения испытаний крана с помощью специальных нагрузочных приспособлений эксплуатирующая организация должна разработать инструкцию с учетом требований конструкторской документации. При использовании специальных нагрузочных приспособлений динамические испытания крана не проводятся.

310. Программы и методики приемочных испытаний должны быть разработаны организацией – изготовителем крана, согласованы с эксплуатирующей организацией и должны содержать организационные и технические меры по обеспечению безопасности при их проведении.

311. При испытаниях кранов на эксплуатационные условия (включая грузовые испытания при полных технических освидетельствованиях) величина испытательной нагрузки (масса контрольного груза) должна превышать указанную в паспорте крана грузоподъемность при статических испытаниях на 25 %, при динамических испытаниях – на 10 %.

312. При проведении испытаний кранов и их элементов должны вестись протоколы испытаний, четко описывающие проведенные испытания, их результаты и приемлемость результатов испытаний.

313. Результаты испытаний крана с указанием номеров акта и протоколов испытаний, составленных по результатам испытаний, заносятся в паспорт крана.

ГЛАВА 26 ЭКСПЛУАТАЦИЯ КРАНОВ

314. До ввода ОИАЭ в эксплуатацию краны должны быть приведены в соответствие с требованиями настоящих Правил.

315. Эксплуатирующая организация должна обеспечить содержание кранов в работоспособном состоянии и безопасные условия их работы. В этих целях эксплуатирующая организация должна:

- 315.1. назначить из числа специалистов:
 - специалиста (специалистов), ответственного (ответственных) по надзору за безопасной эксплуатацией кранов;
 - специалиста (специалистов), ответственного (ответственных) за содержание кранов в работоспособном состоянии;
 - специалиста (специалистов), ответственного (ответственных) за безопасное производство работ с применением кранов;
 - специалиста (специалистов), ответственного за осуществление производственного контроля кранов при их эксплуатации;

машинистов крана (крановщиков), стропальщиков, слесарей, электромонтеров и наладчиков приборов безопасности для управления кранами и их технического обслуживания;

315.2. разработать должностные инструкции для специалистов, указанных в подпункте 315.1 настоящего пункта, а также производственные инструкции и журналы для обслуживающего персонала;

315.3. обеспечить организацию проведения надлежащего технического освидетельствования, осмотра, ремонта, технического обслуживания и контроля.

316. На кране на видном месте должна быть прикреплена табличка форматом не менее 400 х 300 мм с обозначением регистрационного номера, паспортной грузоподъемности и даты следующего частичного и полного технического освидетельствования крана.

317. Ремонтные работы должны осуществляться в соответствии с технической документацией на кран.

318. Техническое обслуживание и ремонт кранов, а также ремонт и рихтовка рельсовых путей должны выполняться с учетом требований инструкции по эксплуатации крана. Эксплуатирующая организация должна обеспечить своевременное устранение выявленных неисправностей (дефектов и повреждений) крана.

РАЗДЕЛ VI ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ И СРОК СЛУЖБЫ КРАНОВ, ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ

ГЛАВА 27 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЕ КРАНОВ

319. Краны должны подвергаться техническому освидетельствованию до пуска в работу в форме полного технического освидетельствования, а также в процессе эксплуатации в формах полного и частичного технического освидетельствования.

Техническое освидетельствование должно проводиться согласно инструкции по эксплуатации крана с учетом требований настоящих Правил.

320. При полном техническом освидетельствовании кран должен подвергаться:

осмотру элементов крана, указанных в инструкции по эксплуатации;

статическим испытаниям;

динамическим испытаниям.

При частичном техническом освидетельствовании статические и динамические испытания крана не проводятся.

321. Частичное техническое освидетельствование должно проводиться не реже одного раза в 12 месяцев, полное техническое освидетельствование – не реже одного раза в 3 года, за исключением кранов, эпизодически используемых при ремонтах и профилактических работах (далее – редко используемые краны).

Отнесение кранов к категории редко используемых (с соответствующим обоснованием в окончательном отчете по обоснованию безопасности блока АЭС) осуществляется эксплуатирующей организацией.

Редко используемые краны должны подвергаться частичному техническому освидетельствованию не реже одного раза в два года, полному техническому освидетельствованию – не реже одного раза в пять лет.

322. Краны, установленные в необслуживаемых помещениях ОИАЭ, должны проходить полное техническое освидетельствование с учетом условий эксплуатации ОИАЭ во время очередного планово-предупредительного ремонта, но не реже одного раза в 2 года (для атомных энергетических установок – не реже одного раза в топливную кампанию).

323. Внеочередное полное техническое освидетельствование крана проводится после: окончания строительства (сооружения) ОИАЭ (для кранов, используемых при выполнении строительно-монтажных работ на этапе строительства (сооружения) ОИАЭ);

монтажа на новом месте (кроме кранов стрелового типа и быстромонтируемых башенных кранов);

модернизации крана;

ремонта металлоконструкций с заменой несущих (расчетных) элементов или узлов с применением сварки;

установки сменного стрелового оборудования или замены стрелы;
капитального ремонта или замены грузовой или стреловой лебедки;
воздействия на кран проектного или максимального расчетного землетрясения;
установки на кране нового ОПП.

324. После внеочередного технического освидетельствования крана срок проведения его очередного технического освидетельствования должен исчисляться с даты завершения внеочередного технического освидетельствования крана.

325. После замены изношенных грузовых, стреловых или других канатов, а также во всех случаях перепасовки канатов должна производиться проверка правильности запасовки и надежности крепления концов канатов, а также обтяжка канатов рабочим грузом, о чем должна быть сделана запись в паспорте крана специалистом, ответственным за содержание кранов в работоспособном состоянии.

326. Для проведения технического освидетельствования крана эксплуатирующая организация должна назначить комиссию, в состав которой должны быть включены от эксплуатирующей организации специалист, ответственный по надзору за безопасной эксплуатацией кранов, и специалист, ответственный за содержание кранов в работоспособном состоянии.

327. Техническое освидетельствование имеет целью установить:
соответствие крана и его установки настоящим Правилам, данные его паспорта;
нахождение крана в состоянии, обеспечивающем его безопасную работу.

328. Нормы браковки рельсового пути, канатов и элементов крана должны быть указаны в инструкции по эксплуатации. При отсутствии в инструкции по эксплуатации соответствующих норм браковка рельсового пути, канатов и элементов кранов проводится согласно приложениям 5, 8–10 к настоящим Правилам.

329. Результаты технического освидетельствования крана комиссией с указанием срока следующего технического освидетельствования заносятся в паспорт крана специалистом, ответственным по надзору за безопасной эксплуатацией кранов, принимавшим участие в техническом освидетельствовании.

При техническом освидетельствовании вновь смонтированного крана запись в паспорте должна подтверждать, что кран смонтирован и установлен в соответствии с настоящими Правилами, инструкцией по эксплуатации и выдержал испытания.

Запись в паспорте работоспособного крана, подвергнутого периодическому техническому освидетельствованию, должна подтверждать, что кран отвечает требованиям настоящих Правил, находится в исправном состоянии и выдержал испытания.

330. Краны, не прошедшие техническое освидетельствование в установленный срок, к работе не допускаются.

ГЛАВА 28

СРОК СЛУЖБЫ КРАНОВ

331. Назначенный срок службы крана должен указываться в его паспорте организацией-изготовителем крана.

332. Назначенный срок службы крана должен учитывать период его эксплуатации при строительстве (сооружении) ОИАЭ, а также включать применение крана во время эксплуатации и вывода из эксплуатации ОИАЭ (если кран согласно техническому заданию на конструирование предназначен для эксплуатации на перечисленных этапах жизненного цикла ОИАЭ).

333. Эксплуатирующая организация должна обеспечить выполнение работ по управлению ресурсом крана с учетом величины фактической наработки и фактических режимов эксплуатации крана (включая отклонения от нормальной эксплуатации) при проведении диагностирования крана и установлении его остаточного ресурса, а также продлении назначенного срока службы.

334. Работы по диагностированию кранов должны осуществляться организациями, располагающими:

персоналом, прошедшими обучение и проверку знаний по вопросам радиационной безопасности;

локальными правовыми актами, регламентирующими проведение организацией работ по диагностированию и обоснованию продления срока службы кранов;

оборудованием, включая средства измерений, прошедшие метрологическую оценку в соответствии с законодательством об обеспечении единства измерений, необходимым для проведения работ по диагностированию и обоснованию продления срока службы кранов.

ГЛАВА 29 ПРОИЗВОДСТВО РАБОТ

335. В процессе эксплуатации съемных грузозахватных приспособлений и тары эксплуатирующая организация должна организовать проведение их визуального контроля (осмотра) в следующие сроки:

траверс, клещей и других захватов и тары – каждый месяц;

стропов (за исключением редко используемых) – каждые 10 дней;

редко используемых съемных грузозахватных приспособлений и тары – перед выдачей их в работу.

Осмотр съемных грузозахватных приспособлений и тары должен производиться по инструкции эксплуатирующей организации и определяющей порядок, методы осмотра, браковочные показатели.

Выявленные в процессе визуального контроля поврежденные и (или) немаркированные съемные грузозахватные приспособления к эксплуатации не допускаются и должны изыматься из работы.

336. Браковка канатных и цепных стропов при отсутствии браковочных показателей изготовителя должна выполняться согласно приложению 9.

337. Не допускается нахождение в местах производства работ грузоподъемными кранами немаркированной и поврежденной тары.

338. Учет грузозахватных приспособлений и тары, применяемой при производстве краном работ, а также результатов их периодического осмотра должен вестись в журнале учета и осмотра съемных грузозахватных приспособлений и тары.

339. Работа крана должна быть организована таким образом, чтобы:

избегать перемещения грузов над оборудованием, важным для безопасности, топливом;

избегать столкновения и спутывания грузов при их перемещении;

не подвергать опасности целостность бассейнов-хранилищ и топлива (в том числе чистоту воды).

Во время перерыва и после окончания работы крана не допускается нахождение на грузозахватном органе крана подвешенного груза.

340. Выполнение работ кранами должно осуществляться в соответствии с проектом организации строительства, проектом производства работ и (или) технологическими картами погрузочно-разгрузочных работ.

341. Проект производства работ с применением кранов и технологические карты погрузочно-разгрузочных работ должны учитывать:

условия безопасной работы нескольких кранов на одном пути и на параллельных путях с применением соответствующих приборов и устройств безопасности;

перечень применяемых грузозахватных приспособлений и графическое изображение (схему) строповки грузов;

места и габариты складирования грузов, подъездные пути;

мероприятия по безопасному проведению работ с учетом конкретных условий на участке, на котором установлен кран (ограждение строительной площадки, монтажной зоны).

342. Проект проведения работ с применением кранов или технологические карты погрузочно-разгрузочных работ должны быть утверждены эксплуатирующей организацией и выданы на участки, на которых будут использоваться краны до начала ведения работ.

343. Специалисты, ответственные за безопасное производство работ с применением кранов, машинисты крана (крановщики) и стропальщики должны быть ознакомлены с проектом проведения работ с применением кранов и (или) технологическими картами погрузочно-разгрузочных работ под роспись до начала проведения работ.

344. Эксплуатирующая организация для каждого крана групп А и Б определяет ядерно-опасные и (или) радиационно-опасные работы, проводимые по специальным программам.

345. Организация проведения работ и выдача наряда-допуска должны осуществляться в соответствии с порядком, установленным в эксплуатирующей организации.

346. Эксплуатирующая организация должна установить порядок обмена сигналами между стропальщиками и машинистами крана (крановщиками) согласно приложению 11. Значения сигналов и система обмена сигналами при радиопереговорной связи должны быть внесены в инструкции по эксплуатации кранов для машинистов крана (крановщиков) и стропальщиков. Значения сигналов при перемещении грузов с применением кранов устанавливается согласно приложению 11.

Приложение 1
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
грузоподъемных машин
и механизмов, применяемых
на объектах использования
атомной энергии»

СОДЕРЖАНИЕ

технического задания на конструирование крана

В техническом задании на конструирование крана указываются:

1. грузоподъемность крана, основные виды перемещаемых грузов, высота (или диапазон) подъема груза, требования к вертикальности подъема груза, ограничения по совмещению движений, скорости движений механизмов, диапазон регулирования скоростей, размеры пролета (или вылета), интенсивность работы, особенности технологических операций с применением кранов;

2. группа крана;

3. показатели надежности крана – назначенный срок службы, ресурс до первого капитального ремонта, наработка на отказ, для кранов группы А – вероятность отказа крана, приводящая к падению крана, его частей, груза; сроки службы комплектующих;

4. критерии предельного состояния – дефекты элементов конструкции, механизмов, фактически отработанный ресурс;

5. резервирование – резервируемые функции и элементы (кратность резервирования);

6. уровни значений интенсивности внутренних воздействий (при нарушениях условий нормальной эксплуатации ОИАЭ) и внешних воздействий (природного и техногенного происхождения, включая проектное и максимальное расчетное землетрясение);

7. порядок организации и проведения испытаний, технического обслуживания и ремонта кранов;

8. требования к:

8.1. монтажу и установке крана;

8.2. управлению краном, электромагнитной совместимости его элементов, блокировкам и сигнализации, регистраторам параметров;

8.3. обеспечению работоспособности крана при отказах оборудования ОИАЭ в месте установки крана и при ядерных и (или) радиационных авариях на ОИАЭ;

8.4. материалам, покрытиям и конструкции элементов кранов с учетом возможности проведения их дезактивации;

- 8.5. материалам, из которых изготавливаются свариваемые элементы металлоконструкций крана и грузозахватных органов;
- 8.6. грузозахватным органам и приспособлениям;
- 8.7. средствам (устройствам) экстренной эвакуации машиниста крана (крановщика) в случае необходимости;
- 8.8. эргономическим показателям;
- 8.9. особенностям и условиям применения крана (включая влажность, температуру, радиационное воздействие), дополнительные требования к сварке, контролю металла и сварных соединений при изготовлении, монтаже крана и в процессе его эксплуатации (при необходимости);
- 8.10. обеспечению защиты машиниста крана (крановщика) от ионизирующего излучения, оснащению стационарного поста крана радиационно-защитными смотровыми окнами, оснащению кабины и стационарного поста крана сигнализацией, оповещающей о радиационной опасности (при отсутствии общей сигнализации), обеспечению предотвращения выхода крана и грузозахватного органа за пределы установленной зоны эксплуатации, радиационной стойкости элементов крана (в том числе электродвигателей, проводов, электрорадиокомпонентов), огнестойкости электрической проводки, эксплуатационной и ремонтной документации, металлоконструкции крана и его элементов, механизмам крана, тормозам, ходовой части крана и элементам, канатам и (или) цепям; барабанам и блокам; электрооборудованию, гидрооборудованию, регистраторам, ограничителям и указателям; органам управления, противовесу и балласту, галереям, площадкам и лестницам, рельсовым путям.

Приложение 2
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
грузоподъемных машин
и механизмов, применяемых
на объектах использования
атомной энергии»

ГРУППЫ КЛАССИФИКАЦИИ по режиму работы кранов или механизмов

1. Группы классификации по режиму работы кранов определяются по таблице 1 в зависимости от класса использования ($U_0 - U_9$), характеризующегося величиной максимального числа циклов за заданный срок службы, и режима нагружения ($Q1 - Q4$).

Режим нагружения крана характеризуется величиной коэффициента распределения нагрузок K_p , определяемой по формуле

$$K_p = \sum_{i=1}^n \left[\frac{C_i}{C_T} \cdot \left(\frac{P_i}{P_{\max}} \right)^3 \right],$$

где C_i – среднее число рабочих циклов с частным уровнем массы груза;
 C_T – суммарное число рабочих циклов со всеми грузами:

$$C_T = \sum_{i=1}^n C_i;$$

P_i – значения частных масс отдельных грузов (уровня нагрузки) при типичном применении крана;

$P_{\max}$ – масса наибольшего груза (номинальный груз), который разрешается поднимать краном.

Группы классификации по режиму работы кранов

Режим нагружения	Коэффициент распределения нагрузок, K_p	Класс использования									
		U ₀	U ₁	U ₂	U ₃	U ₄	U ₅	U ₆	U ₇	U ₈	U ₉
		Максимальное число рабочих циклов									
		1,6 x 10 ⁴	3,2 x 10 ⁴	6,3 x 10 ⁴	1,25 x 10 ⁵	2,5 x 10 ⁵	5 x 10 ⁵	1 x 10 ⁶	2 x 10 ⁶	4 x 10 ⁶	Более 4 x 10 ⁶
Q1 – легкий	0,125			A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8
Q2 – умеренный	0,250		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	
Q3 – тяжелый	0,500	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8		
Q4 – весьма тяжелый	1,000	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8			

2. Группы классификации по режиму работы механизмов в целом определяются по таблице 2 в зависимости от класса использования механизма (T_0 – T_9), характеризующегося продолжительностью использования механизма (в часах), и режима нагружения механизма (L1–L4).

Режим нагружения механизма характеризуется величиной коэффициента распределения нагрузки K_m , определяемого по формуле

$$K_m = \sum_{i=1}^n \left[\frac{t_i}{t_T} \cdot \left(\frac{P_i}{P_{\max}} \right)^3 \right],$$

где t_i – средняя продолжительность использования механизма при частных уровнях нагрузки P_i ;

t_T – общая продолжительность при всех частных уровнях нагрузки;

P_i – значения частных нагрузок (уровни нагрузок), характерных для применения данного механизма;

$P_{\max}$ – значение наибольшей нагрузки, приложенной к механизму.

Таблица 2

Группы классификации по режиму работы механизмов

Режим нагружения	Коэффициент распределения нагрузки K_m	Класс использования									
		T ₀	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	T ₅	T ₆	T ₇	T ₈	T ₉
		общая продолжительность использования, ч									
		200	400	800	1600	3200	6300	12500	25000	50000	100000
L1 – легкий	0,125			M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8
L2 – умеренный	0,250		M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	
L3 – тяжелый	0,500	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8		
L4 – весьма тяжелый	1,000	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8			

Приложение 3

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
грузоподъемных машин
и механизмов, применяемых
на объектах использования
атомной энергии»

ТАБЛИЦА

чисел проколов каната при заплетке

Диаметр каната, мм	Минимальное число проколов каждой прядью
До 15	4
От 15 до 28	5
От 28 до 60	6

Приложение 4

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
грузоподъемных машин
и механизмов, применяемых
на объектах использования
атомной энергии»

МИНИМАЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ

коэффициентов использования канатов Z_p

Группы классификации по режиму работы механизмов	Z_p	
	подвижные канаты	неподвижные канаты
M1	3,15	2,5
M2	3,35	2,5
M3	3,55	3,0
M4	4,0	3,5
M5	4,5	4,0
M6	5,6	4,5
M7	7,1	5,0
M8	9,0	5,0

Приложение 5

к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
грузоподъемных машин
и механизмов, применяемых
на объектах использования
атомной энергии»

НОРМЫ

браковки стальных канатов кранов

1. Для оценки безопасности использования канатов должны применяться следующие критерии:

характер и число обрывов проволок согласно рисункам 1–3 настоящего приложения, в том числе наличие обрывов проволок у концевых заделок, наличие мест сосредоточения обрывов проволок, интенсивность возрастания числа обрывов проволок;

разрыв пряди;

поверхностный и внутренний износ;

поверхностная и внутренняя коррозия;

местное уменьшение диаметра каната, включая разрыв сердечника;

уменьшение площади поперечного сечения проволок каната (потери внутреннего сечения);

деформация в виде волнистости, корзинообразности, выдавливания проволок и прядей, раздавливания прядей, заломов, перегибов;

повреждения в результате температурного воздействия или электрического дугового разряда.

Приложение Г
и. Принадлежит к обеспечению
применяется
безопасности
грузоподъемных кранов

НОРМЫ БРАКОВКИ

канатов и рукоподъемных кранов

1. Браковка канатов грузоподъемных кранов, находящихся в эксплуатации, должна производиться в соответствии с руководством (инструкцией) по эксплуатации крана. При отсутствии в руководстве (инструкции) по эксплуатации соответствующего раздела браковка производится согласно настоящему приложению. Канаты приспособлений для грузоподъемных операций бракуются в соответствии с данным приложением и приложением 18.

Для оценки безопасности перевозимых канатов применяют следующие критерии:

характер и число обрывов проволок (рисунок 1–3), в том числе наличие обрывов проволок у концевых заделок, наличие мест сосредоточения обрывов проволок; интенсивность возрастания числа обрывов проволок;

разрыв прядей;

поверхностный и внутренний износ;

поверхностная и внутренняя коррозия;

местное уменьшение диаметра каната, включая разрыв сердечника;

уменьшение площади поперечного сечения проволок каната (потери внутреннего сечения);

деформация в виде волнистости, корзинообразности, вываливания проволок и прядей, раздвигания прядей, заломов, перетягов и т.п.

повреждения в результате температурного воздействия или электрического разряда

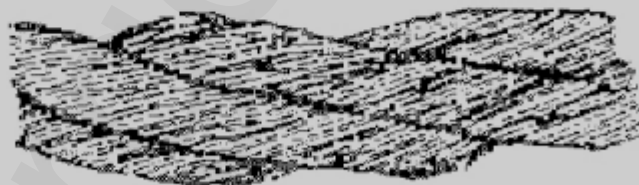


Рисунок 1

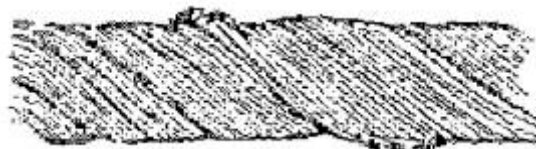
Обрывы и смещения проволок каната крестовой свивки

196

Рисунок 1. Обрывы и смещения проволок каната крестовой свивки



а



б

Рисунок 2. Сочетание обрывов проволок с их износом:
а – в канате крестовой свивки; б – в канате односторонней свивки



Рисунок 3. Обрывы проволок в зоне уравнительного блока:
а – в нескольких прядях каната; б – в двух прядях в сочетании с местным износом

2. Браковка канатов, работающих со стальными и чугунными блоками, должна проводиться по числу обрывов проволок в соответствии с таблицей 1 и рисунком 4 настоящего приложения.

Канаты кранов группы А, а также канаты кранов, предназначенных для перемещения огнеопасных и ядовитых веществ, бракуют при вдвое меньшем числе обрывов проволок.

3. При уменьшении диаметра каната в результате поверхностного износа согласно рисунку 5 настоящего приложения или коррозии согласно рисунку 6 настоящего приложения на 7 % и более по сравнению с номинальным диаметром канат подлежит браковке даже при отсутствии видимых обрывов проволок.

При уменьшении диаметра каната в результате повреждения сердечника – внутреннего износа, обмятия, разрыва (на 3 % от номинального диаметра у некрутящихся канатов и на 10 % у остальных канатов) канат подлежит браковке даже при отсутствии видимых обрывов проволок (рисунок 7).

Таблица 1

Число обрывов проволок, при наличии которых бракуются стальные канаты кранов, работающие со стальными и чугунными блоками

Число несущих проволок в наружных прядях	Конструкции канатов	Тип свивки	Группы классификации по режиму работы механизмов							
			М1, М2 М3 и М4				М5, М6, М7 и М8			
			крестовая свивка		односторонняя свивка		крестовая свивка		односторонняя свивка	
			на участке длиной							
			6d	30d	6d	30d	6d	30d	6d	30d
			число обрывов проволок							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
N<50	6x7(6/1)		2	4	1	2	4	8	2	4
	6x7(1+6)+1x7(1+6)	ЛК-О								
	6x7(1+6)+lo.c.	ЛК-О								
	8x6(0+6)+9o.c.	ЛК-О								
51<N<75	6x19(9/9/1)		3	6	2	3	6	12	3	6
	6x19(1+9+9)+lo.c.	ЛК-О								
	6x19(1+9+9)+7x7(1+6)	ЛК-О								
76<N<100	18x7(1+6)+lo.c.	ЛК-О	4	8	2	4	8	16	4	8
101<N<120	8x19(9/9/1)		5	10	2	5	10	19	5	10
	6x19(12/6/1)									
	6x19(12/6+6F/1)									
	6x25FS(12/12/1)									
	6x19(1+6+6/6)+7x7 (1+6)	ЛК-Р								
	6x19(1+6+6/6)+lo.c.	ЛК-Р								
	6x25(1+6; 6+12)+lo.c.	ЛК-3								
	6x25(1+6; 6+12)+7x7(1+6)	ЛК-3								
121<N<140	8x16(0+5+11)+9o.c.	ТК	6	11	3	6	11	22	6	11
	8x19(12/6+6771)		6	13	3	6	13	26	6	13

141<N<160	8x19(1+6+6/6)+lo.c.	ЛК-Р								
161<N<180	6x36(14/7+7/7/1)		7	14	4	7	14	29	7	14
	6x30(0+15+15)+7o.c.	ЛК-О								
	6x36(1+7+7/7+14)+lo.c.	ЛК-РО								
	6x36(1+7+7/7+14)+7x7(1+6)	ЛК-РО								
181<N<200	6x31(1+6+6/6+12)+lo.c.		8	16	4	8	16	32	8	16
	6x31(1+6+6/6+12)+7x7(1+6)									
	6x37(1+6+15+15)+lo.c.	ТЛК-О								
201<N<220	6x41(16/8+8/8/1)		9	18	4	9	18	38	9	18
221<N<240	6x37(18/12/6/1)		10	19	5	10	19	38	10	19
	18x19(1+6+6/6)+lo.c.	ЛК-Р								
241<N<260			10	21	5	10	21	42	10	21
261<N<280			И	22	6	11	22	45	11	22
281<N<300			12	24	6	12	24	48	12	24
300<N			0,04 N	0,08N	0,02N	0,04N	0,08N	0,16N	0,04N	0,08N

Примечание. N – число несущих проволок в наружных прядях каната; d – диаметр каната, мм. Проволоки заполнения не считаются несущими, поэтому не подлежат учету. В канатах с несколькими слоями прядей учитываются проволоки только видимого наружного слоя. В канатах со стальным сердечником последний рассматривается как внутренняя прядь и не учитывается. За число обрывов не следует принимать количество оборванных концов проволок, которых может быть в два раза больше. Незаполненные строки в графе «Конструкции канатов» означают отсутствие конструкций канатов с соответствующим числом проволок. При появлении таких конструкций канатов, а также для канатов с общим числом проволок более 300 число обрывов проволок, при которых канат бракуется, определяется по формулам, приведенным в последней строке таблицы, причем полученное значение округляется до целого в большую сторону.

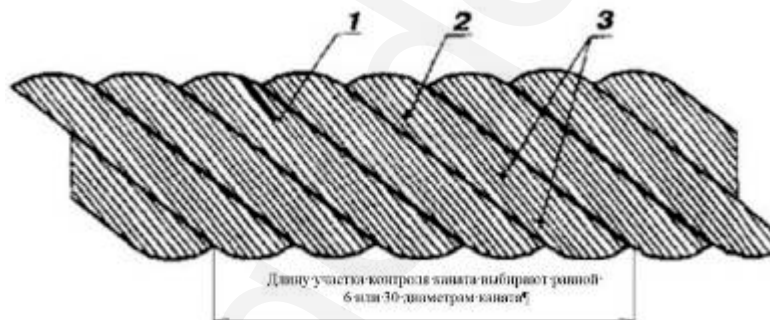


Рисунок 4. Пример определения числа обрывов наружных проволок стального каната:

- 1 – на участке контроля у оборванной проволоки обнаружен только один конец, ответный конец оборванной проволоки отсутствует (данный дефект соответствует одному обрыву);
- 2 – на участке контроля у оборванной проволоки в наличии два конца (данный дефект соответствует одному обрыву);
- 3 – участке контроля одна из проволок имеет двукратное нарушение целостности (поскольку нарушения целостности принадлежат только одной проволоке, данный дефект суммарно соответствует одному обрыву)

При наличии у каната поверхностного износа или коррозии проволок число обрывов как признак браковки должно быть уменьшено в соответствии с таблицей 2 настоящего приложения.

4. При уменьшении первоначального диаметра наружных проволок в результате износа согласно рисунку 5д настоящего приложения или коррозии согласно рисунку 6д настоящего приложения на 40 % и более канат бракуется.

Определение износа или коррозии проволок по диаметру производится с помощью микрометра или иного инструмента, обеспечивающего аналогичную точность.

При меньшем, чем указано в таблице 1 настоящего приложения, числе обрывов проволок, а также при наличии поверхностного износа проволок без их обрыва канат может быть допущен к работе с записью результатов осмотра в журнал осмотров. Канат должен быть заменен при достижении степени износа, указанной в таблице 2 настоящего приложения.

Нормы браковки каната в зависимости от поверхностного износа или коррозии

Уменьшение диаметра проволок в результате поверхностного износа или коррозии, %	Количество обрывов проволок, % от норм, указанных в таблице 1 настоящего приложения
10	85
15	75
20	70
25	60
30 и более	50

Если груз подвешен на двух канатах, то каждый канат бракуется в отдельности.

Нормы браковки стальных канатов съемных грузозахватных приспособлений для подвешивания грузов к крюку кранов групп А и Б должны быть уменьшены до 75 % от значений, указанных в таблице 2 настоящего приложения.

5. Для оценки состояния внутренних проволок, то есть для контроля потери металлической части поперечного сечения каната (потери внутреннего сечения), вызванной обрывами, механическим износом и коррозией проволок внутренних слоев прядей согласно рисунку 8 настоящего приложения, канат необходимо подвергать неразрушающему контролю по всей его длине методами магнитной, рентгеновской, ультразвуковой дефектоскопии.

При регистрации в процессе контроля потери сечения металла проволок, достигшей 17 % и более, канат бракуется.

6. При обнаружении в канате одной или нескольких оборванных прядей канат должен быть забракован.

7. Волнистость каната характеризуется шагом и направлением ее спирали согласно рисунку 9 настоящего приложения. При совпадении направлений спирали волнистости и свивки каната и равенстве шагов спирали волнистости H_v и свивки каната H_k канат бракуется при $d_v \geq 1,08d_k$, где d_v – диаметр спирали волнистости, d_k – номинальный диаметр каната.

При несовпадении направлений спирали волнистости и свивки каната и неравенстве шагов спирали волнистости и свивки каната или совпадении одного из параметров канат подлежит браковке при $d_v \geq 4/3d_k$. Длина рассматриваемого отрезка каната не должна превышать $25d_k$.

Канаты должны быть забракованы при обнаружении: местного уменьшения диаметра каната, корзинообразной деформации, выдавливания сердечника, выдавливания или расслоения прядей, местного увеличения диаметра каната, раздавленных участков, перекручиваний, заломов, перегибов, повреждений в результате температурных воздействий или электрического дугового разряда согласно рисункам 7, 10–17 настоящего приложения.

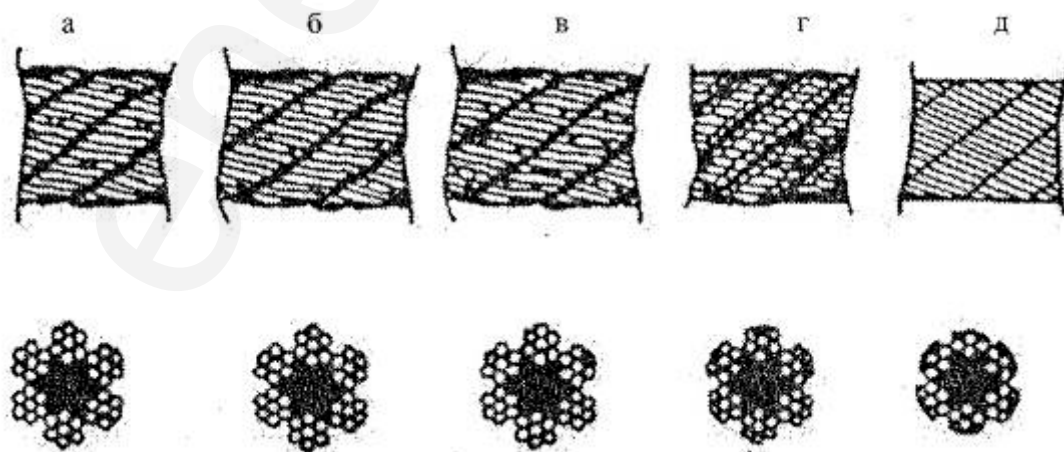


Рисунок 5. Износ наружных проволок каната крестовой свивки

а – небольшие лыски на проволоках;

б – увеличенная длина лысок на отдельных проволоках;

в – удлинение лысок в отдельных проволоках при заметном уменьшении диаметра проволок;
 г – лыски на всех проволоках, уменьшение диаметра каната;
 д – интенсивный износ всех наружных проволок каната (уменьшение диаметра проволок на 40 %)

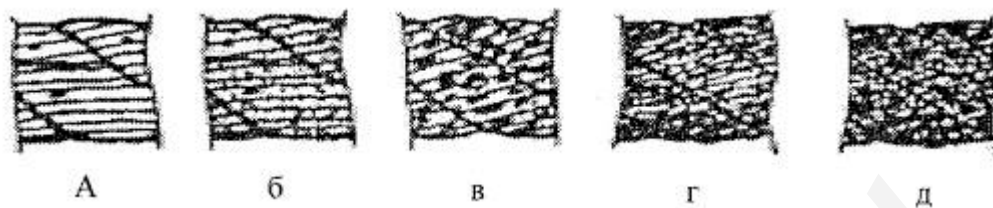


Рисунок 6. Поверхностная коррозия проволок каната крестовой свивки:
 А – начальное окисление поверхности;
 б – общее окисление поверхности;
 в – заметное окисление;
 г – сильное окисление;
 д – интенсивная коррозия



Рисунок 7. Местное уменьшение диаметра каната на месте разрушения органического сердечника

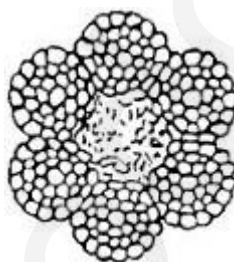


Рисунок 8. Уменьшение площади поперечного сечения проволок (интенсивная внутренняя коррозия)

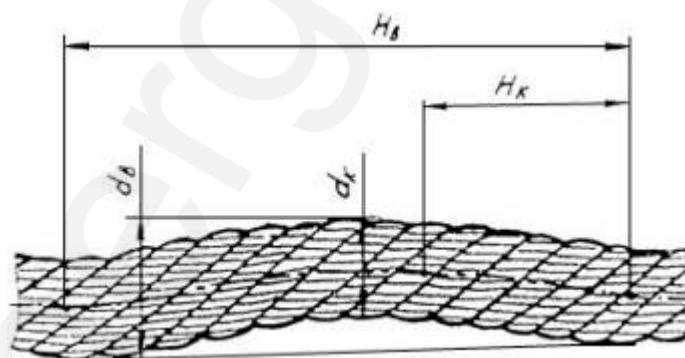


Рисунок 9. Волнистость каната



Рисунок 10. Корзинообразная деформация

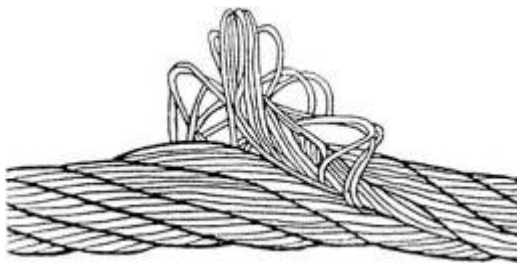


Рисунок 11. Выдавливание сердечника



а



б

Рисунок 12. Выдавливание проволок прядей:
а – в одной пряди; б – в нескольких



Рисунок 13. Местное увеличение диаметра каната



Рисунок 14. Раздавливание каната



Рисунок 15. Перекручивание каната



Рисунок 16. Залом каната



Рисунок 17. Перегиб каната

Приложение 6
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
грузоподъемных машин
и механизмов, применяемых
на объектах использования
атомной энергии»

КОЭФФИЦИЕНТЫ

для выбора диаметров барабана, блока и уравнительного блока

Группы классификации по режиму работы механизмов	Коэффициенты выбора диаметров		
	барабана (h_1)	блока (h_2)	уравнительного блока (h_3)
M1	11,2	12,5	11,2
M2	12,5	14	12,5
M3	14	16	12,5
M4	16	18	14
M5	18	20	14
M6	20	22,4	16
M7	22,4	25	16
M8	25	28	18

Приложение 7
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
грузоподъемных машин
и механизмов, применяемых
на объектах использования
атомной энергии»

КОЭФФИЦИЕНТЫ

запаса прочности сварных грузовых цепей механизмов подъема

Назначение цепи	Коэффициенты запаса прочности сварных цепей для групп классификации по режиму работы механизмов	
	M1, M2	M3–M8
Грузовая, работающая на гладком барабане	3	6
Грузовая калиброванная, работающая на звездочке	3	8

Приложение 8
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной

НОРМЫ

браковки элементов рельсовых путей опорных и подвесных кранов

1. Рельсовый путь опорных кранов на рельсовом ходу подлежит браковке при наличии следующих дефектов и повреждений:

трещин и сколов любых размеров;

вертикального, горизонтального или приведенного (вертикального плюс половина горизонтального) износа головки рельса более 15 % от соответствующего размера неизношенного профиля.

2. Браковку шпал (или полушпал) наземного рельсового пути проводят при наличии следующих дефектов и повреждений:

в железобетонных шпалах не должно быть сколов бетона до обнажения арматуры, а также иных сколов бетона на участке длиной более 250 мм;

в железобетонных шпалах не должно быть сплошных опоясывающих или продольных трещин длиной более 100 мм с раскрытием более 0,3 мм;

в деревянных полушпалах не должно быть излома, поперечных трещин глубиной более 50 мм и длиной свыше 200 мм, поверхностной гнили размером более 20 мм под накладками и более 60 мм на остальных поверхностях.

3. Монорельсовый путь подвесных кранов, электрических талей и монорельсовых тележек подлежит браковке при наличии:

трещин и выколов рельса любых размеров;

уменьшения ширины пояса рельса вследствие износа $\Delta B \geq 0,05B$;

уменьшения толщины полки рельса вследствие износа $\Delta \delta \geq 0,2\delta$ при одновременном отгибе полки $f_1 < 0,15\delta$ согласно рисунку настоящего приложения.

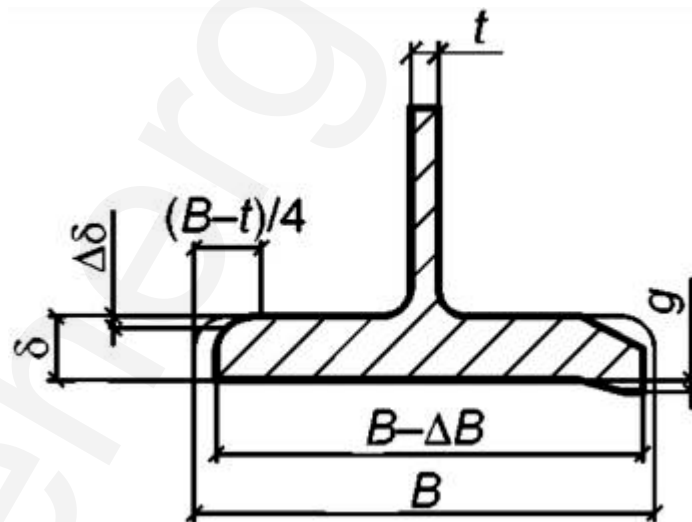


Рисунок. Схема проведения измерений величин износа и отгиба полки монорельса при проведении его дефектации:

B — первоначальная ширина полки;

ΔB — износ полки;

t — толщина стенки;

g — отгиб полки;

δ — первоначальная толщина полки на расстоянии $(B - t)/4$ от края;

$\Delta \delta$ — уменьшение толщины полки вследствие износа

к нормам и правилам по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов, применяемых на объектах использования атомной энергии»

НОРМЫ
браковки элементов канатных и цепных стропов

Браковка грузозахватных приспособлений, находящихся в эксплуатации, должна проводиться по разработанной специализированной или эксплуатирующей организацией инструкции, определяющей порядок, методы осмотра и браковочные показатели.

При отсутствии у владельца инструкции браковка элементов канатных и цепных стропов проводится в соответствии с настоящим приложением.

Канатный строп подлежит браковке, если число видимых обрывов наружных проволок каната превышает указанное в таблице настоящего приложения.

Таблица

Браковка канатов в зависимости от числа видимых обрывов наружных проволок

Стропы из канатов двойной свивки	Число видимых обрывов проволок на участке канатного стропы длиной		
	3d	6d	30d
	4	6	16

Примечание. *d* – диаметр каната, мм.

Цепной строп подлежит браковке при удлинении звена цепи более чем на 3 % от первоначального размера согласно рисунку 1 настоящего приложения и при уменьшении диаметра сечения звена цепи вследствие износа более чем на 10 % согласно рисунку 2 настоящего приложения.

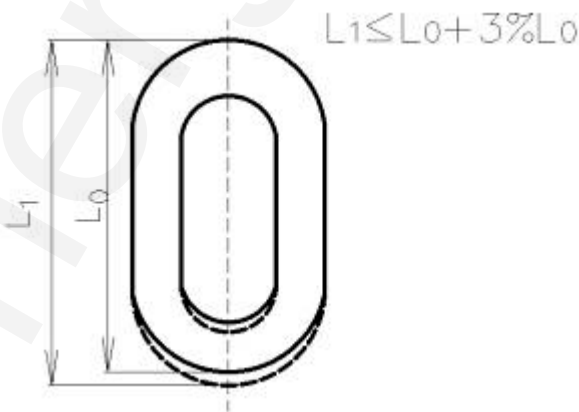


Рисунок 1. Увеличение звена цепи:
*L*₀ – первоначальная длина звена, мм;
*L*₁ – увеличенная длина звена, мм

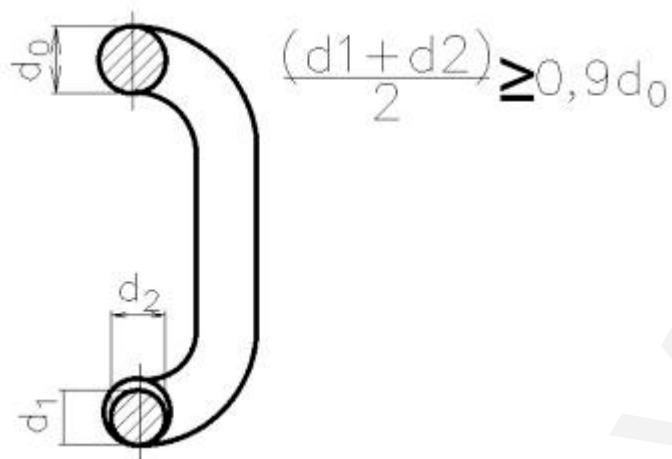


Рисунок 2. Уменьшение диаметра сечения звена цепи:

d_0 – первоначальный диаметр, мм;

d_1, d_2 – фактические диаметры сечения звена, измеренные во взаимно перпендикулярных направлениях, мм

Приложение 10
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
грузоподъемных машин
и механизмов, применяемых
на объектах использования
атомной энергии»

НОРМЫ браковки элементов кранов

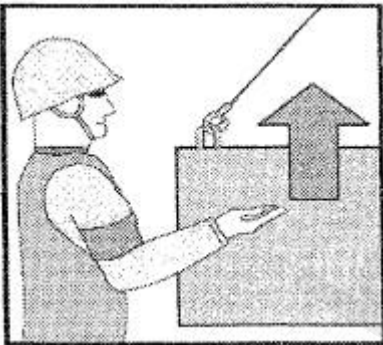
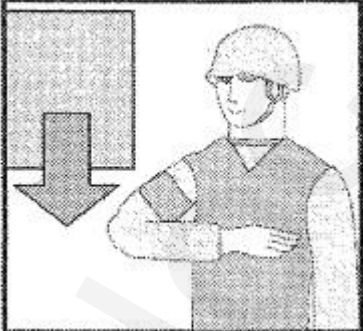
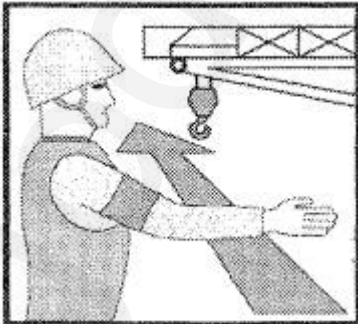
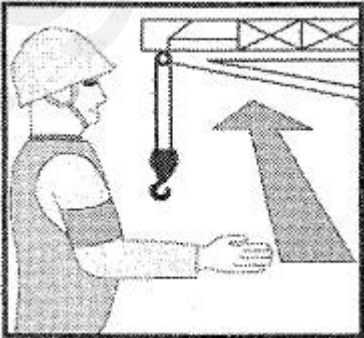
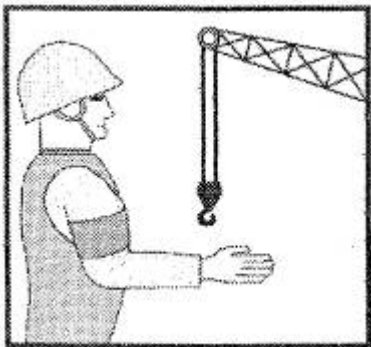
Элементы	Дефекты, при наличии которых элемент выбраковывается
Ходовые колеса кранов и тележек	1. Трещины любых размеров. 2. Выработка поверхности реборды до 50 % от первоначальной толщины. 3. Выработка поверхности катания, уменьшающая первоначальный диаметр колеса на 2 %. 4. Разность диаметров колес, связанных между собой кинематически, более 0,5 %*
Блоки	Износ ручья блока более 40 % от первоначального радиуса ручья
Барабаны	1. Трещины любых размеров. 2. Износ ручья барабана по профилю более 2 мм
Крюки	1. Трещины и надрывы на поверхности. 2. Износ зева более 10 % от первоначальной высоты вертикального сечения крюка
Шкивы тормозные	1. Трещины и обломы выходят на рабочие и посадочные поверхности. 2. Износ рабочей поверхности более 25 % от первоначальной толщины
Накладки тормозные	1. Трещины и обломы, подходящие к отверстиям под заклепки. 2. Износ тормозной накладки по толщине до появления головок заклепок или более 50 % от первоначальной толщины

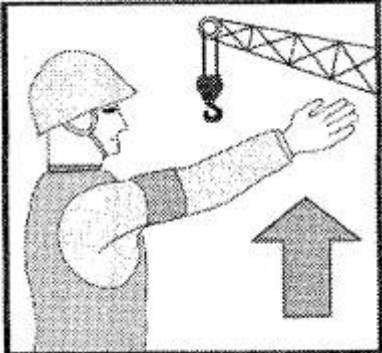
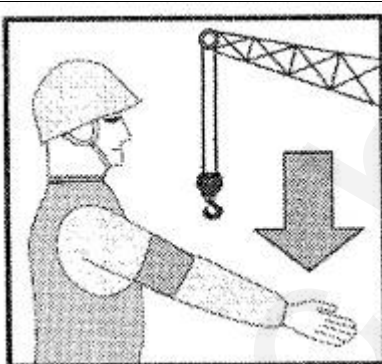
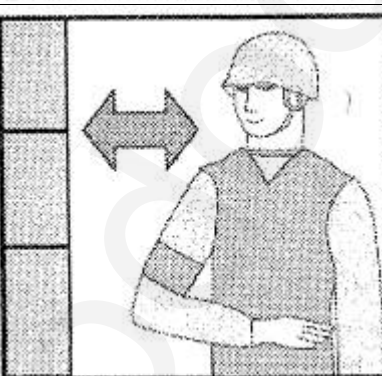
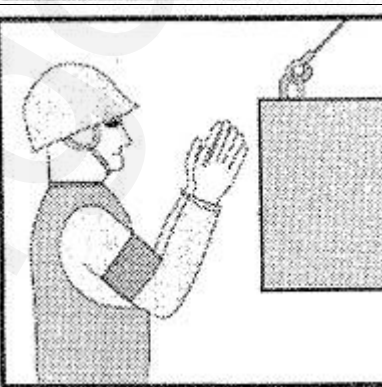
* Для механизмов с центральным приводом.

Приложение 11
к нормам и правилам
по обеспечению ядерной
и радиационной безопасности
«Правила устройства
и безопасной эксплуатации
грузоподъемных машин
и механизмов, применяемых

ЗНАЧЕНИЯ

сигналов при перемещении грузов с применением кранов

Операция	Рисунок	Сигнал
Поднять груз или грузозахватный орган (грузозахватное приспособление)		прерывистое движение рукой вверх на уровне пояса, ладонь обращена вверх, рука согнута в локте
Опустить груз или грузозахватный орган (грузозахватное приспособление)		прерывистое движение рукой вниз перед грудью, ладонь обращена вниз, рука согнута в локте
Передвинуть кран (мост)		движение вытянутой рукой, ладонь обращена в сторону требуемого движения
Передвинуть грузовую тележку		движение рукой, согнутой в локте, ладонь обращена в сторону требуемого движения тележки
Повернуть стрелу		движение рукой, согнутой в локте, ладонь обращена в сторону требуемого движения стрелы

Поднять стрелу		движение вверх вытянутой рукой, предварительно опущенной до вертикального положения, ладонь раскрыта
Опустить стрелу		движение вниз вытянутой рукой, предварительно поднятой до вертикального положения, ладонь раскрыта
Стоп (прекратить подъем или передвижение)		резкое движение рукой вправо и влево на уровне пояса, ладонь обращена вниз
Осторожно (применяется перед подачей какого-либо из перечисленных выше сигналов при необходимости незначительного перемещения)		кисти рук обращены ладонями одна к другой на небольшом расстоянии, руки при этом подняты вверх