ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА
ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ
(РОСТЕХНАДЗОР)

Министерство юстиции Российской Федерации
ЗАРЕГИСТРИРОВАНО
Регистрационный № 50583
от "02" апреля 2018 г.

ПРИКАЗ

02 марта 2018 г. № 94

Москва

Об утверждении федеральных норм и правил в области использования атомной энергии «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды для объектов использования атомной энергии»

В соответствии со статьей 6 Федерального закона от 21 ноября 1995 г. № 170-ФЗ «Об использовании атомной энергии» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1995, № 48, ст. 4552; 1997, № 7, ст. 808; 2001, № 29, ст. 2949; 2002, № 1, ст. 2; № 13, ст. 1180; 2003, № 46, ст. 4436; 2004, № 35, ст. 3607; 2006, № 52, ст. 5498; 2007, № 7, ст. 834; № 49, ст. 6079; 2008, № 29, ст. 3418; № 30, ст. 3616; 2009, № 1, ст. 17; № 52, ст. 6450; 2011, № 29, ст. 4281; № 30, ст. 4590, ст. 4596; № 45, ст. 6333; № 48, ст. 6732; № 49, ст. 7025; 2012, № 26, ст. 3446; 2013, № 27, ст. 3451; 2016, № 14, ст. 1904; № 15, ст. 2066; № 27, ст. 4289), подпунктом 5.2.2.1 пункта 5 Положения о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 32, ст. 3348; 2006, № 5, ст. 544; № 23, ст. 2527; № 52, ст. 5587; 2008, № 22, ст. 2581; № 46, ст. 5337; 2009, № 6, ст. 738; № 33, ст. 4081; № 49, ст. 5976; 2010, № 9, ст. 960; № 26, ст. 3350; № 38, ст. 4835; 2011, № 14, ст. 1935; № 41, ст. 5750; № 50, ст. 7385; 2012, № 29, ст. 4123; № 42, ст. 5726; 2013, № 12, ст. 1343; № 45, ст. 5822; 2014, № 2, ст. 108; № 35, ст. 4773; 2015, № 2, ст. 491; № 4, ст. 661; 2016, № 28, ст. 4741, № 48, ст. 6789; 2017, № 12, ст. 1729; № 26, ст. 3847), приказываю:

Утвердить прилагаемые федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды для объектов использования атомной энергии» (НП-045-18).

...дителя А.Л. Рыбас

gost.e-ecolog.ru

УТВЕРЖДЕНЫ
приказом Федеральной службы
по экологическому, технологическому
и атомному надзору
от «2» марта 2018 г. № 94

Федеральные нормы и правила
в области использования атомной энергии
«Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды для объектов использования атомной энергии»
(НП-045-18)

I. Назначение и область применения

1. Настоящие федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды для объектов использования атомной энергии» (НП-045-18) (далее – Правила) разработаны в соответствии с Федеральным законом от 21 ноября 1995 г. № 170-ФЗ «Об использовании атомной энергии», Положением о разработке и утверждении федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 1997 г. № 1511 (Собрание законодательства Российской Федерации, 1997, № 49, ст. 5600; 2012, № 51,ст. 7203).

2. Настоящие Правила устанавливают требования к проектированию, изготовлению, реконструкции (модернизации), монтажу, наладке, ремонту, техническому диагностированию и эксплуатации специально сконструированных для применения в области использования атомной энергии трубопроводов пара и горячей воды (далее – трубопроводы), отнесенных к элементам 4 класса безопасности (по классификации, установленной в соответствии с федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии).

3. Настоящие Правила распространяются на трубопроводы, а также на арматуру, редукционные установки, редукционно-охладительные установки

(далее – РОУ), быстродействующие редукционно-охладительные установки и коллекторы, которые являются частью трубопроводов, транспортирующих водяной пар с рабочим давлением* более 0,07 МПа или горячую воду с температурой свыше 115 °С, за исключением:

1) трубопроводов I категории наружным диаметром менее 51 мм и трубопроводов II, III и IV категорий наружным диаметром менее 76 мм;

2) сливных, продувочных и выхлопных трубопроводов, РОУ и других устройств, соединенных с атмосферой;

3) трубопроводов ядерных энергетических установок судов, авиационных и космических летательных аппаратов;

4) трубопроводов, изготовленных из неметаллических материалов;

5) трубопроводов и регистров отопления зданий и сооружений, а также трубопроводов горячей воды, используемых для хозяйственных нужд;

6) трубопроводов, встроенных внутрь оборудования;

7) перепускных трубопроводов в пределах турбин, трубопроводов обвязки турбин до запорной арматуры, включая отборы пара от турбины.

4. Все трубопроводы, на которые распространяются настоящие Правила, делятся на четыре категории (таблица № 1 настоящих Правил).

Таблица № 1

Категории и группы трубопроводов

Категория трубопроводов	Группа	Рабочие параметры среды	
		температура, °С	давление, МПа
I	1	Выше 560	Не ограничено
	2	Выше 520 до 560 включительно	Не ограничено
	3	Выше 450 до 520 включительно	Не ограничено
	4	До 450 включительно	Более 8,0
II	1	Выше 350 до 450 включительно	До 8,0 включительно
	2	До 350 включительно	Более 4,0 до 8,0
III	1	Выше 250 до 350 включительно	До 4,0 включительно
	2	До 250 включительно	Более 1,6 до 4,0

* Здесь и далее указывается избыточное давление.

Категория трубопроводов	Группа	Рабочие параметры среды	
		температура, °С	давление, МПа
IV	–	Выше 115 до 250	Более 0,07 до 1,6 включительно

Если значения параметров среды находятся в разных категориях, то трубопровод следует относить к категории, соответствующей максимальному значению параметра среды.

5. При определении категории трубопровода рабочими параметрами транспортируемой среды следует считать:

1) для паропроводов от парогенератора, сепаратора-пароперегревателя – давление и температуру пара по их номинальным значениям на выходе (за пароперегревателем);

2) для паропроводов от нерегулируемых и регулируемых отборов пара турбины (в том числе для паропроводов промежуточного перегрева) – максимальные значения давления и температуры редуцированного пара, установленные в проектной и конструкторской документации (далее – ПКД);

3) для паропроводов от редукционных установок и РОУ – максимальные значения давления и температуры редуцированного пара, принятые в ПКД;

4) для трубопроводов питательной воды, установленных после деаэраторов повышенного давления, – номинальное давление воды с учетом гидростатического давления столба жидкости и температуру насыщения в деаэраторе;

5) для трубопроводов питательной воды, установленных после питательных насосов и подогревателей высокого давления (далее – ПВД), – наибольшее давление, создаваемое в напорном трубопроводе питательным электронасосом при закрытой задвижке и максимальном давлении на всасывающей линии насоса (при применении питательных насосов с турбоприводом и электронасосов с гидромуфтой – 1,05 номинального давления насоса), и максимальную расчетную температуру воды за последним ПВД.

6. Категория трубопровода, определенная по рабочим параметрам среды на входе в него (при отсутствии на нем устройств, изменяющих эти параметры), относится ко всему трубопроводу независимо от его протяженности и должна быть указана в ПКД.

7. Оценка соответствия трубопроводов должна проводиться с учетом требований федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, устанавливающих правила оценки соответствия продукции, для которой устанавливаются требования, связанные с обеспечением безопасности в области использования атомной энергии.

Конструкторская, проектная и технологическая документация на оборудование, а также на детали и сборочные единицы трубопроводов, изготовленные до вступления в силу настоящих Правил или находящиеся в изготовлении на момент их вступления в силу, переработке не подлежит.

Термины и определения, используемые в настоящих Правилах, приведены в приложении № 1.

II. Конструкция трубопроводов

Общие требования

8. Конструкции трубопроводов должны отвечать требованиям настоящих Правил, а их прочность и работоспособность должны быть обоснованы для всех проектных режимов эксплуатации в течение установленного генеральным проектировщиком срока службы трубопроводов.

9. Разработка ПКД на изготовление и эксплуатацию трубопровода должна осуществляться проектной организацией объекта использования атомной энергии или организацией-исполнителем соответствующих работ до начала их выполнения в соответствии с настоящими Правилами, а также иными нормативными правовыми актами и документами эксплуатирующей организации (в том числе документами по стандартизации, регламентирующими требования к проектированию, устройству,

изготовлению, реконструкции (модернизации), наладке, монтажу, ремонту, техническому диагностированию и эксплуатации трубопроводов) (далее – НД).

10. Изменения в конструкции трубопровода и его элементов, необходимость в которых может возникнуть при монтаже, эксплуатации, ремонте или реконструкции (модернизации), должны быть согласованы с генеральной проектной организацией.

11. Расчеты трубопроводов на прочность с учетом всех нагружающих факторов (давление, вес, температурное расширение) должны проводиться по нормам расчета прочности.

На основании данных расчетов проектная организация устанавливает расчетный срок службы для трубопроводов всех категорий, а также расчетный ресурс для трубопроводов I и II категории (при условии, что число их пусков из холодного состояния за расчетный срок службы не превысит 3 000). Для всех остальных трубопроводов должно быть установлено расчетное число пусков из холодного состояния.

Установленные расчетные характеристики должны быть внесены в паспорта трубопроводов.

12. Трубопроводы должны быть спроектированы так, чтобы имелась возможность выполнения всех видов контроля, требуемых настоящими Правилами.

13. Соединение деталей и элементов трубопроводов должно проводиться сваркой.

Применение фланцевых соединений может быть допущено только для присоединения трубопроводов к арматуре и деталям оборудования, имеющим фланцы.

Резьбовые соединения допускаются для присоединения чугунной арматуры на трубопроводах 4 класса безопасности с условным проходом не более 100 мм.

14. Тройниковые соединения, изготавливаемые из труб с продольным соединением, допускается применять для трубопроводов 3 и 4 класса

безопасности, при этом должна быть выполнена проверка качества всех сварных соединений радиографией или методом ультразвукового контроля (далее – УЗК).

15. Должны быть предусмотрены меры по защите трубопроводов и их несущих металлических конструкций от коррозии.

16. Все элементы трубопроводов с температурой наружной поверхности стенки выше 45 °С, расположенные в обслуживаемых помещениях, должны быть покрыты тепловой изоляцией, температура наружной поверхности которой не должна превышать 45 °С, в помещениях ограниченного доступа – 60 °С.

На трубопроводах I категории в местах расположения сварных соединений и точек измерения ползучести металла тепловая изоляция должна быть съемной.

17. Не допускается приварка каких-либо деталей к сварным соединениям, а также к коленам трубопроводов I и II категорий.

Криволинейные элементы

18. Конструкция криволинейных элементов должна соответствовать ПКД.

19. Штампосварные колена допускается применять с одним или двумя продольными сварными швами диаметрального расположения при условии проведения контроля радиографией или УЗК по всей длине швов.

20. Сварные секторные колена допускается применять для трубопроводов III и IV категории. Угол сектора не должен превышать 30°. Расстояние между соседними сварными соединениями по внутренней стороне колена должно обеспечивать возможность контроля этих соединений с обеих сторон по наружной поверхности. Принятие спиральношовных труб для изготовления секторных колен не допускается.

21. Толщина стенки колена на каждом его участке не должна быть менее значений, установленных расчетом на прочность и техническими условиями (далее – ТУ) на изготовление, и должна быть внесена в паспорт трубопровода.

Замер толщины стенок следует проводить по методике, указанной в ПКД на изделие.

22. Применение колен, кривизна которых образовывается за счет складок (гофр) по внутренней стороне колена, не допускается.

23. Максимальная овальность поперечного сечения колена вычисляется по формуле:

$$a = \frac{2(D_{a\max} - D_{a\min})}{D_{a\max} + D_{a\min}} 100\%,$$

где $D_{a\max}$, $D_{a\min}$ – максимальный и минимальный наружные диаметры в измеряемом сечении колена.

Овальность поперечного сечения колена не должна превышать величин, указанных в ПКД.

Сварные соединения и их расположение

24. Расположение всех сварных соединений трубопроводов (включая швы приварных деталей) должно обеспечивать возможность их контроля методами, предусмотренными настоящими Правилами и ПКД.

25. Для соединения труб и фасонных деталей должна применяться сварка встык с полным проплавлением.

Угловые сварные соединения допускаются для приварки к трубопроводам штуцеров, плоских фланцев. Угловые соединения должны выполняться с полным проплавлением.

Допускаются угловые сварные соединения с конструктивным зазором (конструктивным непроваром) для труб и штуцеров с внутренним диаметром 100 мм и менее и плоских фланцев с условным давлением не более 2,5 МПа и температурой не более 350 °С. Контроль качества таких соединений должен выполняться по ПКД.

Нахлесточные соединения допускаются в случаях, предусмотренных ПКД.

26. В стыковых сварных соединениях элементов с различной толщиной стенок должен быть обеспечен плавный переход от большего к меньшему

сечению путем соответствующей односторонней или двусторонней механической обработки конца элемента с более толстой стенкой.

Угол наклона поверхностей переходов не должен превышать 20°.

Если разница в толщине соединяемых элементов составляет не более 30 % от толщины тонкого элемента, но не более 5 мм, то допускается применение сварных швов без предварительного утонения толстого элемента. Форма швов должна обеспечивать плавный переход от толстого элемента к тонкому.

При стыковке литой детали с деталями из труб, проката или поковок необходимо учитывать, что номинальная расчетная толщина литой детали на 25 – 40 % больше аналогичной расчетной толщины стенки элемента из труб, проката или поковок, поэтому переход от толстого элемента к тонкому должен быть выполнен таким образом, чтобы толщина конца литой детали была не менее расчетной величины.

27. При сварке труб и других элементов с продольными и спиральными сварными швами последние должны быть смещены один относительно другого. Смещение должно быть не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб (элементов), но не менее 100 мм для труб с наружным диаметром более 100 мм.

28. Для поперечных стыковых сварных соединений, не подлежащих УЗК или местной термической обработке, расстояние между осями соседних сварных соединений на прямых участках трубопровода должно составлять не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб (элементов), но не менее 100 мм. Расстояние от оси сварного шва до начала закругления колена должно быть не менее 100 мм.

29. Для поперечных стыковых сварных соединений, подлежащих УЗК, длина свободного прямого участка трубы (элемента) в каждую сторону от оси соединения (до ближайших приварных деталей и элементов, начала гиба, оси соседнего поперечного соединения) должна быть не менее величин, приведенных в таблице № 2 настоящих Правил.

Таблица № 2

Номинальная толщина стенки свариваемых труб (элементов), S, мм	**Минимальная длина свободного прямого участка трубы (элемента) в каждую сторону от оси соединения, мм**
До 15	100
Выше 15 до 30	$5S + 25$
Выше 30 до 36	175
Более 36	$4S + 30$

30. Для поперечных стыковых сварных соединений, подлежащих местной термической обработке, длина свободного прямого участка трубы (элемента) в каждую сторону от оси соединения (в том числе до ближайших приварных деталей и элементов, начала гиба, соседнего поперечного соединения) должна быть не менее величины l, но не менее 100 мм и определяется по формуле:

$$l = 2\sqrt{D_m S},$$

где:

D_m – средний диаметр трубы (элемента);

$D_m = D_a - S$;

здесь D_a – номинальный наружный диаметр, мм;

S – номинальная толщина стенки трубы (элемента), мм.

31. При установке крутоизогнутых, штампованных и штампосварных колен допускается расположение поперечных сварных соединений у начала закругления и сварка между собой крутоизогнутых колен без прямого участка.

32. Для угловых сварных соединений труб и штуцеров с элементами трубопроводов расстояние от наружной поверхности элемента до начала гиба

трубы или до оси поперечного стыкового соединения должно составлять:

1) для труб (штуцеров) наружным диаметром до 100 мм – не менее наружного диаметра трубы, но не менее 50 мм;

2) для труб (штуцеров) наружным диаметром 100 мм и более – не менее 100 мм.

33. Расстояние от оси поперечного сварного соединения трубопровода до края опоры или подвески должно выбираться исходя из возможности проведения осмотра, контроля и термообработки этого сварного соединения, предусмотренных ПКД.

Прокладка трубопроводов

34. ПКД прокладки трубопроводов должна разрабатываться с учетом требований настоящих Правил, требований сейсмостойкости, вибропрочности и действующих санитарных норм и правил.

Подземная прокладка трубопроводов I категории в одном канале совместно с другими технологическими трубопроводами запрещается.

35. При прокладке трубопроводов в полупроходных каналах высота каналов в свету должна быть не менее 1,5 м, ширина прохода между изолированными трубопроводами – не менее 0,6 м.

36. При прокладке трубопроводов в проходных тоннелях (коллекторах) высота тоннеля (коллектора) в свету должна быть не менее 2 м, ширина прохода между изолированными трубопроводами – не менее 0,7 м.

В местах расположения запорной арматуры (оборудования) ширина тоннеля должна быть достаточной для обслуживания установленной арматуры (оборудования). При прокладке в тоннелях нескольких трубопроводов их взаимное размещение должно обеспечивать проведение ремонта трубопроводов и замены отдельных их частей.

37. При надземной открытой прокладке трубопроводов допускается совместная прокладка трубопроводов всех категорий с технологическими трубопроводами разного назначения, за исключением случаев, если такая прокладка противоречит требованиям ПКД.

38. Камеры для обслуживания подземных трубопроводов должны иметь не менее двух люков с лестницами или скобами.

39. Проходные каналы должны иметь входные люки с лестницей или скобами. Расстояние между люками должно быть не более 300 м, а в случае совместной прокладки с другими трубопроводами – не более 50 м. Входные

люки должны предусматриваться также во всех конечных точках тупиковых участков, на поворотах трассы и в местах установки арматуры.

40. Горизонтальные участки трубопровода должны иметь уклон не менее 0,004; для трубопроводов тепловых сетей допускается уклон не менее 0,002. Трассировка должна исключать возможность образования водяных застойных участков.

41. Арматура должна устанавливаться в местах, обеспечивающих обслуживание и ремонт. В необходимых случаях должны быть смонтированы стационарные лестницы и площадки для обслуживания.

42. Устанавливаемая чугунная арматура на трубопроводы 4 класса безопасности должна быть защищена от напряжений изгиба.

Компенсация теплового расширения

43. Каждый участок трубопровода между неподвижными опорами должен быть рассчитан на компенсацию тепловых удлинений, которая может осуществляться за счет самокомпенсации или путем установки компенсаторов. Конкретные места установки компенсаторов определяются ПКД. Применение чугунных сальниковых компенсаторов не допускается.

44. На паропроводах с внутренним диаметром 150 мм и более и температурой пара 300 °С и выше должны быть установлены указатели перемещений для контроля за расширением паропроводов и наблюдения за правильностью работы опорно-подвесной системы. Места установки указателей и расчетные значения перемещений по ним должны быть указаны в ПКД паропровода. К указателям перемещений должен быть обеспечен свободный доступ.

Если трубопроводы расположены в необслуживаемых помещениях, то контроль и фиксация перемещений должны осуществляться дистанционно.

Опорно-подвесная система

45. Несущие конструкции трубопровода, его опоры и подвески (за исключением пружин) должны быть рассчитаны на вертикальную нагрузку

от веса трубопровода, наполненного водой и покрытого тепловой изоляцией, и на усилия, возникающие от теплового расширения трубопроводов.

Опоры и подвески паропроводов могут рассчитываться без учета массы воды при гидравлических испытаниях, но с учетом массы пара. В этом случае ПКД должно быть предусмотрено применение специальных приспособлений для разгрузки пружин, опор и подвесок при гидравлическом испытании.

46. Неподвижные опоры должны рассчитываться на усилия, передаваемые на них при наиболее неблагоприятном сочетании нагрузок, которые могут возникать при нормальной эксплуатации трубопроводов, проектных авариях и максимальных расчетных землетрясениях на объектах использования атомной энергии (далее – ОИАЭ).

Дренажи, воздушники, устройства для прогрева/отвода

47. В нижних точках каждого отключаемого задвижками участка трубопровода должны предусматриваться спускные штуцера, снабженные запорной арматурой, для опорожнения трубопровода.

Для отвода воздуха в верхних точках трубопроводов должны быть установлены воздушники.

48. Все участки паропроводов, которые могут быть отключены запорными органами, для возможности их прогрева и продувки должны быть снабжены в концевых точках штуцером с вентилем, а при давлении свыше 2,2 МПа – штуцером и двумя последовательно расположенными вентилями: запорным и регулирующим. Паропроводы с давлением 20 МПа и выше должны быть оснащены штуцерами с последовательно расположенными запорным и регулирующим вентилями и дроссельной шайбой. В случаях прогрева участка паропровода в обоих направлениях продувка должна быть предусмотрена с обоих концов участка.

Устройство дренажей должно предусматривать возможность контроля их работы во время прогрева трубопровода.

49. Нижние концевые точки паропроводов и нижние точки их изгибов должны снабжаться устройством для продувки.

50. Места расположения и конструкция дренажных устройств трубопроводов устанавливаются проектной организацией.

51. Непрерывный отвод конденсата через конденсационные горшки, другие устройства или постоянно действующие дренажи обязателен для паропроводов насыщенного пара и для тупиковых участков паропроводов перегретого пара, вновь смонтированных в соответствии с требованиями настоящих Правил.

Оборудование для трубопроводов

52. Каждый трубопровод должен быть оснащен средствами для измерения давления и температуры рабочей среды, а в случаях, необходимых для обеспечения безопасных условий его эксплуатации:

1) запорной и регулирующей арматурой;

2) редукционными и предохранительными устройствами;

3) средствами защиты и автоматизации;

4) расходомерами, расходомерными шайбами, расходомерными соплами и приборами измерения температурных перемещений трубопровода;

5) дроссельными шайбами;

6) опорами и подвесками;

7) аварийными ограничителями, устанавливаемыми для ограничения перемещения трубопроводов при их разрыве;

8) гидроамортизаторами;

9) отключающими устройствами, устанавливаемыми на импульсных линиях контрольно-измерительных приборов (далее – КИП) для ограничения течей при разрыве или течей на импульсных линиях КИП в необслуживаемых помещениях;

10) линиями системы отбора проб из трубопроводов.

Количество и размещение арматуры, средств измерения, автоматизации и защиты должны быть предусмотрены проектной организацией с учетом обеспечения безопасного обслуживания и ремонта.

53. Предохранительные устройства должны быть рассчитаны и отрегулированы так, чтобы давление в защищаемом элементе не превышало разрешенное более чем на 10 %, а при разрешенном давлении до 0,5 МПа – не более чем на 0,05 МПа.

Превышение давления при полном открывании предохранительного клапана выше чем на 10 % от разрешенного может быть допущено лишь в том случае, если это предусмотрено расчетом на прочность трубопровода.

Расчет пропускной способности предохранительных устройств должен проводиться проектной организацией.

Если эксплуатация трубопровода разрешена на пониженном давлении, то регулировка предохранительных устройств должна проводиться по этому давлению, причем пропускная способность устройств должна быть подтверждена расчетом.

54. Отбор среды от патрубка, на котором установлено предохранительное устройство, не допускается. Предохранительные клапаны должны иметь отводящие трубопроводы, предохраняющие персонал от ожогов при срабатывании клапанов. Эти трубопроводы должны быть защищены от замерзания и оборудованы дренажами для слива скапливающегося в них конденсата. Установка запорных органов на дренажах не допускается.

55. Конструкция пружинного клапана должна иметь устройство для проверки исправности действия клапана во время работы трубопровода путем принудительного открытия. В случае установки на трубопроводе электромагнитного импульсно-предохранительного устройства оно должно быть оборудовано устройством, позволяющим проводить принудительное открытие клапана дистанционно со щита управления.

56. Порядок и сроки проверки исправности действия предохранительных устройств в зависимости от условий технологического процесса должны быть

указаны в инструкции по эксплуатации предохранительных устройств, действующей в эксплуатирующей организации.

Проверку функциональной способности (исправности) и настройки предохранительных устройств следует проводить после влияющего на настройку ремонта предохранительных устройств или схемы управления, но не реже одного раза в 12 месяцев (для атомных энергетических установок – не реже одного раза в топливную кампанию).

Работы должны выполняться по рабочей программе, а их результаты должны оформляться актом.

Результаты проверки предохранительных устройств, сведения об их настройке записываются в сменный журнал оперативного персонала.

Результаты настройки предохранительных устройств записываются также в документации ремонтного персонала, выполнившего указанные операции.

После настройки предохранительной арматуры узел настройки должен быть опломбирован, данные о настройке должны быть занесены в сменный журнал оперативного персонала.

Если в результате проверки, настройки выявлены дефекты, отказы срабатывания предохранительных устройств или схемы управления, следует выполнить ремонт и провести повторную проверку.

57. Трубопроводы должны быть снабжены средствами контроля давления, в качестве которых могут применяться приборы прямого действия с показаниями по месту (манометры, датчики) и вторичная аппаратура для дистанционной передачи, обработки и представления информации по давлению.

58. Средства контроля давления должны снабжаться устройствами, предохраняющими их от непосредственного воздействия измеряемой среды и внешних факторов, а также устройствами, обеспечивающими возможность продувки и дренирования импульсных линий.

Схема установки средств контроля давления должна предусматривать возможность проверки их работоспособности, обслуживания и ремонта, замены.

Средства контроля давления и соединяющие их с трубопроводом импульсные трубки должны быть защищены от перегрева и замерзания в соответствии с ПКД.

Пределы измерений средств контроля давления должны обеспечивать контроль параметров во всех режимах эксплуатации и иметь необходимый запас для контроля максимальных отклонений параметров в аварийных режимах.

Погрешности измерений средств контроля давления должны обеспечивать выполнение измерений в соответствии с установленными ПКД нормами точности.

Средства измерения должны проходить периодическую поверку (калибровку).

При давлении измеряемой среды более 2,2 Мпа перед средством контроля давления должны устанавливаться не менее двух запорных клапанов.

59. Класс точности манометров должен быть не ниже:

1) 2,5 – при рабочем давлении до 2,5 МПа;

2) 1,5 – при рабочем давлении более 2,5 МПа до 14 МПа;

3) 1,0 – при рабочем давлении более 14 МПа.

Шкала манометров выбирается из условия, чтобы при рабочем давлении стрелка манометра находилась во второй трети шкалы.

На шкале манометра должна быть нанесена красная черта, указывающая допустимое давление. Взамен красной черты допускается прикреплять к корпусу манометра металлическую пластинку, окрашенную в красный цвет и плотно прилегающую к стеклу манометра (или самоклеющуюся пленку, захватывающую корпус манометра во избежание сдвига стекла).

Манометр должен быть установлен так, чтобы его показания были отчетливо видны обслуживающему персоналу, при этом шкала его должна

быть расположена вертикально или с наклоном вперед до 30° для улучшения видимости показаний.

Номинальный диаметр манометров, устанавливаемых на высоте до 2 м от уровня площадки наблюдения за манометрами, должен быть не менее 100 мм, на высоте от 2 до 3 м – не менее 150 мм и на высоте от 3 до 5 м – не менее 250 мм.

При расположении манометра на высоте более 5 м должна быть смонтирована площадка обслуживания так, чтобы показания манометра были видны обслуживающему персоналу, или должен быть установлен дублирующий манометр на высоте, обеспечивающей отчетливую видимость показаний дублирующего манометра.

Между манометром и трубопроводом должен быть установлен трехходовой кран или заменяющее его устройство, позволяющее проводить периодическую проверку манометра с помощью контрольного устройства.

Проверка исправности манометра обслуживающим персоналом в процессе эксплуатации трубопровода проводится с помощью трехходового крана или заменяющих его запорных вентилей путем «установки стрелки манометра на 0».

Манометры должны быть поверены не реже одного раза в 12 месяцев, на каждом из них должно быть установлено клеймо или пломба.

Кроме указанной поверки не реже одного раза в шесть месяцев обслуживающий персонал должен проводить дополнительную проверку рабочих манометров контрольным манометром с записью результатов в журнал контрольных проверок манометров.

При отсутствии контрольного манометра допускается дополнительную проверку проводить проверенным рабочим манометром, имеющим с проверяемым манометром одинаковую шкалу и класс точности.

Манометры не допускаются к применению в следующих случаях:

1) на манометре отсутствует пломба или клеймо с отметкой о проведении поверки;

2) истек срок поверки манометра;

3) стрелка манометра при его отключении не возвращается к нулевой отметке шкалы на величину, превышающую половину допускаемой погрешности для данного манометра;

4) разбито стекло или имеются другие повреждения манометра, которые могут отразиться на правильности его показаний.

60. Арматура должна иметь четкую маркировку на корпусе, на которой указываются:

1) наименование или товарный знак организации-изготовителя;

2) условный проход;

3) условное давление и температура среды (или рабочее давление и допустимая температура);

4) направление потока среды (при наличии конструктивной необходимости);

5) марка материала корпуса.

61. Арматура с внутренним диаметром присоединительных патрубков более 15 мм и все предохранительные клапаны должны поставляться с паспортами и инструкциями по эксплуатации на каждую арматуру (предохранительный клапан), разработанными организацией-изготовителем.

Для остальной арматуры допускается оформление паспорта на партию изделий. В паспорте на арматуру должны быть указаны применяемые материалы, режимы термической обработки и результаты неразрушающего контроля, если проведение этих операций было предусмотрено ТУ. Данные должны относиться к основным деталям арматуры: корпусу, крышке, шпинделю, затвору и крепежу.

62. На маховиках запорной арматуры должно быть указано направление вращения маховика при открытии или закрытии арматуры.

Маховик запорной арматуры трубопровода должен быть окрашен в соответствии с требованиями эксплуатирующей организации.

63. Трубопровод, расчетное давление которого ниже давления питающего его источника, должен иметь редуцирующее устройство с манометром и предохранительным клапаном, которые устанавливаются со стороны меньшего давления (редукционно-охладительные устройства или другие редуцирующие устройства).

64. Редуцирующие устройства должны обеспечивать автоматическое регулирование давления, а редукционно-охладительные устройства, кроме того, – автоматическое регулирование температуры.

65. В целях облегчения открытия задвижек и вентилей, требующих значительного вращающего момента, а также для прогрева паропроводов (в технически обоснованных случаях) они должны быть оснащены обводными линиями (байпасами), диаметр которых определяется проектной организацией.

III. Материалы и полуфабрикаты

Общие требования

66. Применяемые при изготовлении трубопроводов пара и горячей воды материалы и полуфабрикаты должны обеспечивать безопасные эксплуатационные параметры, определяемые их механическими свойствами, химическим составом, технологией изготовления, методами и объемом испытаний и контроля качества, гарантированным уровнем расчетных и технологических характеристик, и должны соответствовать требованиям ПКД и НД на материалы.

67. Допускается применение других материалов при условии, что качество и свойства материалов будут не ниже установленных в НД и ТУ и при наличии соответствующего заключения (разрешения, технического решения) эксплуатирующей организации, согласованного с проектной организацией и головной материаловедческой организацией.

68. Данные о качестве и свойствах материалов и полуфабрикатов должны быть подтверждены предприятием-изготовителем материала или полуфабриката и соответствующей маркировкой.

При отсутствии или неполноте сертификатных данных организация-изготовитель или организация, проводящая монтаж или ремонт трубопровода, должна провести исследования для определения недостающих данных с документированием результатов исследований.

69. При выборе материалов для трубопроводов, сооружаемых в районах с холодным климатом, кроме рабочих параметров должно учитываться влияние низких температур при эксплуатации, монтаже, погрузочно-разгрузочных работах и хранении, если оно не учтено в организационно-технических мероприятиях.

Стальные полуфабрикаты. Общие требования

70. Организация-изготовитель полуфабрикатов должна осуществлять контроль химического состава материала. В сертификат должны быть внесены результаты химического анализа, полученные непосредственно для полуфабрикатов, или аналогичные данные по сертификату на заготовку (кроме отливок), использованные для его изготовления.

71. Полуфабрикаты должны поставляться в термически обработанном состоянии. Режим термической обработки должен быть указан в сертификате организации-изготовителя полуфабриката.

Допускается поставка полуфабрикатов без термической обработки в следующих случаях:

1) если механические и технологические характеристики металла, установленные в ПКД и НД, обеспечиваются технологией изготовления полуфабриката;

2) если в организации-изготовителе оборудования полуфабрикат подвергается горячему формообразованию, совмещенному с термической обработкой, или последующей термической обработке.

В этих случаях организация-изготовитель полуфабрикатов должна контролировать свойства на термически обработанных образцах.

Допустимость использования полуфабрикатов без термической обработки должна быть подтверждена головной материаловедческой организацией.

72. Организация-изготовитель полуфабрикатов должна выполнять контроль механических свойств металла путем испытаний на растяжение при 20 °С с определением временного сопротивления, условного предела текучести при остаточной деформации 0,2 или 1 % или физического предела текучести, относительного удлинения и относительного сужения (если испытания проводятся на цилиндрических образцах). Значения относительного сужения допускается приводить в качестве справочных данных. В случае, если нормируются значения относительного сужения, контроль относительного удлинения не обязателен.

73. Испытаниям на ударную вязкость должны подвергаться полуфабрикаты в соответствии с требованиями, указанными в НД, при толщине листа, толщине сплошной поковки и толщине стенки трубы или полой поковки (отливки) 12 мм и более или при диаметре круглого проката (поковки) 16 мм и более.

По требованию проектных организаций испытания на ударную вязкость должны проводиться для труб, листа и поковок с толщиной стенки 6 – 11 мм. Это требование должно содержаться в ПКД.

74. Испытаниям на ударную вязкость при температуре ниже 0 °С должен подвергаться металл деталей фланцевых соединений трубопроводов, проложенных на открытом воздухе, в грунте, каналах или в необогреваемых помещениях, где температура металла может быть ниже 0 °С, а также металл других деталей по требованию конструкторской организации, что должно быть указано в ПКД.

75. Испытания на ударную вязкость образцов с концентратором вида U (KCU) должны проводиться при 20 °С, а в случаях, предусмотренных пунктом 73 настоящих Правил, – при одной из температур, указанных в таблице № 3 настоящих Правил.

Таблица № 3

Температура металла, °С	Температура испытания, °С
от 0 до минус 20	минус 20
от минус 20 до минус 40	минус 40
от минус 40 до минус 60	минус 60

Испытания на ударную вязкость образцов с концентратором вида V (KCV) в соответствии с ПКД на полуфабрикаты проводятся при 20 °С, 0 °С и - 20 °С.

Значение ударной вязкости, определяемое как среднее арифметическое по результатам трех испытаний, должно быть не менее 30 Дж/см^2 (3,0 кгс·м/см^2) для KCU и 25 Дж/см^2 (2,5 кгс·м/см^2) для KCV. Результат испытаний считается неудовлетворительным, если хотя бы один из результатов испытаний ниже минимально установленного значения более чем на 10 Дж/см^2 (1,0 кгс·м/см^2).

Критерий ударной вязкости KCU или KCV устанавливается организацией-проектантом в ПКД.

76. Испытаниям на ударную вязкость после механического старения должен подвергаться материал листов и проката для изготовления крепежных изделий из углеродистой, низколегированной марганцовистой и кремнемарганцовистой сталей, подлежащих в процессе изготовления деталей холодному формоизменению без последующего отпуска и предназначенных для работы при температурах 200 – 350 °С.

Значения ударной вязкости после механического старения должны соответствовать требованиям пункта 75 настоящих Правил.

77. Нормированные значения предела текучести при повышенных температурах должны быть указаны в ПКД на полуфабрикаты, предназначенные для деталей, работающих при расчетной температуре выше 150 °С; для углеродистых, низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей – до 400 °С; для хромомолибденовых и

хромомолибденованадиевых сталей – до 450 °С; для высокохромистых и аустенитных сталей – до 525 °С.

Поддержание значений пределов текучести на уровне требований ПКД должно обеспечиваться соблюдением технологии производства и периодическим контролем продукции. Контрольные испытания на растяжение при повышенных температурах, предусматриваемые ПКД, а также выполняемые в период освоения новых материалов, следует проводить при одной из температур в указанном выше диапазоне, кратной 10 или 25 °С. При этом условный предел текучести при остаточной деформации 0,2 или 1 % должен нормироваться как сдаточная характеристика, а временное сопротивление, относительное сужение или удлинение определяются как справочные данные.

78. Материал полуфабрикатов, предназначенных для работы при расчетной температуре выше значений, указанных в пункте 76 настоящих Правил, должен обладать длительной прочностью не ниже указанной в ПКД.

Гарантируемые значения пределов длительной прочности при ресурсе 10^4, 10^5, $2 \cdot 10^5$ ч, должны быть обоснованы статистической обработкой данных испытаний и периодическим контролем продукции и подтверждены заключением эксплуатирующей организации, организации-проектанта и головной материаловедческой организации.

79. Перечень видов контроля механических характеристик допускается сократить по сравнению с указанным в таблицах № 1 – 6 приложения № 5 настоящих Правил при условии гарантий нормированных значений характеристик, выданных предприятием-изготовителем полуфабриката и согласованных специализированной организацией. Гарантии должны обеспечиваться использованием статистических методов обработки данных сертификатов изготовителя, результатов испытаний, включая испытания на растяжение, и проведением периодического контроля продукции, что должно найти отражение в ПКД.

Листовая сталь

Условия применения листовой стали и полос различных марок, виды обязательных испытаний и контроля должны соответствовать указанным в таблице № 1 приложения № 5 настоящих Правил.

Стальные трубы

80. Условия применения труб из сталей различных марок, НД на трубы, виды обязательных испытаний и контроля должны соответствовать указанным в таблицах № 2 и 3 приложения № 5 настоящих Правил.

81. Бесшовные трубы должны изготавливаться из катаной, кованой или центробежнолитой заготовки.

82. Применение электросварных труб с продольным или спиральным соединением допускается при условии выполнения радиографического или ультразвукового контроля сварного шва по всей длине.

83. Каждая бесшовная или сварная труба должна проходить гидравлическое испытание пробным давлением, указанным в НД на трубы.

Допускается не проводить гидравлическое испытание бесшовных труб предприятием-изготовителем в случае, если труба подвергается по всей поверхности контролю физическими методами (радиографическим, УЗК или им равноценными).

84. Применение экспандированных труб без последующей термической обработки при температуре выше 150 °С из материала, не проходившего контроль на ударную вязкость после механического старения, допускается для прямых участков с условием, что пластическая деформация при экспандировании не превышает 3 %.

Стальные поковки, штамповки, сортовой и фасонный прокат

85. Условия применения поковок (проката) из стали различных марок, НД на поковки, виды обязательных испытаний и контроля должны соответствовать указанным в таблице № 4 приложения № 5 настоящих Правил.

86. Допускается применение круглого проката наружным диаметром не более 80 мм для изготовления деталей методом холодной механической обработки. Для полых круглых деталей с толщиной стенки не более 40 мм и длиной до 200 мм допускается использование круглого проката наружным диаметром не более 160 мм. Прокат должен подвергаться радиографическому контролю или УЗК по всему объему в организации-изготовителе проката (или в организации-изготовителе трубопроводов и их элементов).

Радиографический контроль или УЗК допускается проводить на готовых деталях или после предварительной механической обработки.

87. Пределы применения, виды обязательных испытаний и контроля для штамповок, изготовленных из листа, должны удовлетворять требованиям для листа (таблица № 1 приложения № 5 настоящих Правил).

Стальные отливки

88. Условия применения отливок из стали различных марок, НД на отливки, виды обязательных испытаний и контроля должны соответствовать указанным в таблице № 5 приложения № 5 настоящих Правил.

89. После механической обработки минимальная толщина стенки отливок должна быть не меньше ее расчетной величины и не должна быть менее 6 мм.

90. Каждая полая отливка должна подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением в соответствии с НД на отливки.

Гидравлические испытания отливок, прошедших сплошной радиографический контроль или УЗК в организации-изготовителе, допускается совмещать с испытанием узла или всего трубопровода пробным давлением, установленным ТУ для узла или всего трубопровода.

Крепежные детали

91. Условия применения отливок из стали различных марок, НД на отливки, виды обязательных испытаний и контроля должны соответствовать указанным в таблице № 6 приложения № 5 настоящих Правил.

92. Материалы крепежных деталей должны выбираться с коэффициентом линейного расширения, близким к аналогичному коэффициенту материала фланцев, причем разница в этих коэффициентах не должна превышать 10 %. Применение сталей с различными коэффициентами линейного расширения (более 10 %) допускается в случаях, обоснованных расчетом на прочность или экспериментальными исследованиями, а также в случае, если расчетная температура крепежных деталей при эксплуатации трубопроводов не превышает 50 °С.

93. Крепежные детали, изготовленные холодным деформированием, должны подвергаться термической обработке-отпуску (за исключением деталей из углеродистой стали, работающих при температурах до 200 °С).

Накатка резьбы не требует последующей термической обработки.

94. Гайки и шпильки (болты) должны изготавливаться из сталей разных марок, а при изготовлении из сталей одной марки – с разной твердостью. При этом твердость гайки должна быть ниже твердости шпильки (болта).

Резьбовая часть шпилек (болтов) должна выступать над гайкой не менее чем на 2 – 3 витка.

Чугунные отливки

95. Условия применения отливок из чугуна различных марок, НД на чугунные отливки, виды обязательных испытаний и контроля должны соответствовать указанным в таблице № 7 приложения № 5 настоящих Правил.

Чугунные отливки допускается применять для изготовления трубопроводов, отнесенных к 4 классу безопасности.

96. Толщина стенок литых деталей из чугуна после механической обработки должна быть не менее 4 мм и не более 50 мм.

97. Отливки из ковкого или высокопрочного чугуна должны применяться в термически обработанном состоянии.

98. Каждая полая отливка должна подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением, указанным в ПКД, но не менее 0,3 МПа.

99. Применение чугунных отливок для элементов арматуры, подвергающихся динамическим нагрузкам и термическим ударам, не допускается.

100. Для изготовления запорных органов продувочных, спускных и дренажных линий должны применяться отливки из ковкого или высокопрочного чугуна по НД.

Цветные металлы и сплавы

101. Корпусные детали арматуры, корпуса крышек и детали КИП, эксплуатируемые при температуре не выше 250 °С, допускается изготавливать из бронзы и латуни.

102. Гидравлические испытания корпусов арматуры должны проводиться в соответствии с НД.

Требования к сталям новых марок

103. Применение для изготовления, ремонта и реконструкции (модернизации) трубопроводов материалов и полуфабрикатов новых марок, не приведенных в НД, допускается при наличии положительного заключения специализированной проектной организации и головной материаловедческой организации, согласованного с эксплуатирующей организацией.

В заключении должны быть представлены данные об основных механических, физических и технологических свойствах материалов в состоянии после основной и дополнительной термической обработки.

104. Механические свойства (временное сопротивление, условный предел текучести при остаточной деформации 1 % для аустенитных хромоникелевых сталей и 0,2 % – для остальных марок сталей) должны быть исследованы в интервале от 20 °С до температуры, не менее чем на 50 °С превышающей рекомендуемую максимальную.

Температура должна выбираться из условий получения четкой зависимости изменения прочностных характеристик стали от температуры. Интервалы по температуре должны быть не более 50 °С.

Для листа и труб величина отношения нормативных значений предела текучести к временному сопротивлению при температуре 20 °С должна быть не более 0,6 для углеродистой и 0,7 – для легированной стали. Для крепежа указанное отношение должно быть не более 0,8.

105. Для материалов, предназначенных для работы при высоких температурах, вызывающих ползучесть, должны быть представлены опытные данные с целью установления значений пределов длительной прочности на ресурс 10^4, 10^5, $2 \cdot 10^5$, $3 \cdot 10^5$ ч и условного предела ползучести для температур, при которых рекомендуется применение стали.

Число проведенных кратковременных и длительных испытаний и продолжительность последних должны обеспечивать возможность определения характеристик прочности стали и оценки их разброса с учетом размеров полуфабриката (толщины стенки) и предусмотренных ТУ отклонений по механическим свойствам (с минимальными и максимальными значениями), по химическому составу (должен быть исследован металл плавок с наименее благоприятным в отношении жаропрочности содержанием легирующих элементов).

106. В случае склонности стали к структурным изменениям в процессе эксплуатации должны быть представлены данные, характеризующие указанные изменения и их влияние на эксплуатационные свойства стали.

107. Чувствительность стали к наклепу должна быть оценена по изменению ее длительной прочности и длительной пластичности путем сравнительных испытаний наклепанного и ненаклепанного материалов.

Материал полуфабрикатов, подвергающихся при переделе холодной деформации, должен быть проверен на отсутствие склонности к механическому старению.

108. Возможность применения стали должна быть подтверждена данными об ее сопротивляемости хрупким разрушениям, полученными путем испытаний на ударную вязкость или иным методом, выбранным исходя из условий работы материала в изделии.

109. Свариваемость стали при существующих видах сварки должна быть подтверждена данными испытаний сварных соединений, выполненных по применяемой технологии с использованием соответствующих присадочных материалов. Результаты испытаний сварных соединений должны подтвердить их работоспособность, установить степень влияния на их эксплуатационные свойства технологии сварки, режима их термической обработки.

Для жаропрочных материалов должны быть представлены данные о длительной прочности сварных соединений и о сопротивляемости локальным разрушениям в околошовной зоне при длительной работе.

110. При создании новых материалов в отдельных случаях необходимо учитывать специфические условия их применения, вызывающие потребность в расширении требований оценки соответствующих свойств как стали, так и ее сварных соединений:

1) при отрицательных температурах – оценка хладностойкости;

2) при циклических нагрузках – оценка циклической прочности;

3) при активном воздействии среды – оценка коррозионно-механической прочности.

111. Для стали новой марки должны быть представлены следующие данные по ее физическим свойствам:

1) значения модуля упругости при различных температурах;

2) значения среднетермического коэффициента линейного расширения в соответствующем температурном интервале;

3) значения коэффициента теплопроводности при соответствующих температурах.

112. Организациями-изготовителями полуфабрикатов или соответствующими специализированными организациями должна быть подтверждена возможность изготовления полуфабрикатов из стали рекомендуемой марки необходимого сортамента с соблюдением установленного уровня свойств стали.

IV. Изготовление деталей и сборочных единиц, монтаж трубопроводов, наладка, ремонт и реконструкция (модернизация) трубопроводов

Общие положения

113. Изготовление (доизготовление), монтаж, диагностика, наладка трубопроводов и их элементов должны выполняться специализированными организациями или эксплуатирующей организацией (владельцем трубопровода), располагающими условиями выполнения соответствующих работ и подготовленным персоналом.

Ремонт и реконструкция (модернизация) трубопроводов могут выполняться организацией-владельцем трубопровода или специализированной организацией.

114. Трубопроводы и их элементы должны изготавливаться организациями, которые располагают техническими средствами, обеспечивающими их качественное изготовление в полном соответствии с требованиями настоящих Правил и ТУ. В ПКД должен быть указан проектный срок службы деталей и сборочных единиц трубопроводов (для элементов трубопроводов I и II категории).

115. При изготовлении и монтаже трубопроводов должна применяться система контроля качества (входной, операционный и приемочный контроль), обеспечивающая выполнение работ в соответствии с требованиями настоящих Правил.

При ремонте и реконструкции (модернизации) трубопроводов может применяться система контроля качества (входной, операционный и приемочный контроль), обеспечивающая выполнение работ в соответствии с настоящими Правилами.

116. Изготовление, монтаж и ремонт трубопроводов и их элементов должны проводиться по технологии, разработанной организацией-изготовителем, специализированной монтажной или ремонтной организацией, включая владельца трубопровода, если он является исполнителем работ, до начала выполнения соответствующих работ. Выполнение работ по

разработанной технологии должно обеспечивать высокую эксплуатационную надежность трубопроводов.

117. Принятая технология изготовления, монтажа, ремонта и реконструкции (модернизации) трубопроводов и их элементов должна быть полностью отражена в производственно-технологической документации (далее – ТД), регламентирующей содержание и порядок выполнения технологических и контрольных операций, а также оформление отчетной документации.

В случае, если стандарты, ТУ, правила контроля и другая документация включают все необходимые указания по выполнению технологических и контрольных операций при ремонте трубопроводов, составление ТД не обязательно.

118. Перед изготовлением, ремонтом и реконструкцией (модернизацией) трубопроводов должен проводиться входной контроль основных и сварочных материалов и полуфабрикатов в соответствии с порядком проведения входного контроля, установленным эксплуатирующей организацией, должно проверяться наличие выписок из сертификатов, свидетельств или паспортов, а также клейм и заводской маркировки у всех поступающих на монтажную площадку деталей и сборочных единиц трубопроводов.

119. На листах, прокате и поковках, предназначенных для изготовления трубопроводов пара и горячей воды, а также на трубах наружным диаметром более 76 мм следует сохранять маркировку организации-изготовителя.

В случае если указанные полуфабрикаты разрезаются на части, маркировка должна быть сохранена на каждой из частей.

120. Для обеспечения правильного сопряжения поперечных стыков труб допускаются расточка, раздача или обжатие концов труб. Допустимое значение расточки, деформации раздачи или обжатия должно быть отражено в ПКД.

121. Для защиты внутренних полостей деталей и сборочных единиц трубопроводов от коррозионных воздействий атмосферы перед отправкой на место ремонта их внутренние полости должны быть очищены, а отверстия

закрыты заглушками, чехлами или другими равноценными защитными устройствами.

122. Холодный натяг трубопроводов, если он предусмотрен ПКД, должен проводиться только после выполнения всех сварных соединений, за исключением замыкающего, окончательного закрепления неподвижных опор на концах участка, подлежащего холодному натягу, а также после термической обработки (при необходимости ее проведения) и контроля качества сварных соединений, расположенных по всей длине участка, на котором необходимо провести холодный натяг.

123. Перед сборкой в блоки или перед отправкой из организации-изготовителя на место ремонта деталей и элементов трубопроводов, поставляемых россыпью, все детали и элементы из легированной стали должны подвергаться стилоскопированию.

124. Для поддержания трубопроводов в работоспособном состоянии эксплуатирующая организация обязана проводить своевременный планово-предупредительный ремонт, а также ремонт трубопроводов по результатам эксплуатационного контроля, технического диагностирования и освидетельствования, исходя из их технического состояния.

125. Ремонт трубопроводов должен проводиться только по наряду-допуску.

126. Ремонт трубопроводов и их элементов, находящихся под давлением, не допускается.

127. При проведении на открытых площадках ремонта и реконструкции (модернизации) трубопроводов сварка при температурах ниже 0 °С может проводиться в соответствии с НД эксплуатирующей организации.

128. До начала проведения ремонта трубопровода, соединенного с другими работающими трубопроводами, ремонтируемый трубопровод (участок трубопровода) должен быть отделен от них заглушками или отсоединен с открытием в нем дренажа. Отсоединенные трубопроводы должны быть заглушены.

129. Применяемые для отключения трубопровода заглушки, устанавливаемые между фланцами, должны быть испытаны и иметь маркировку (с указанием расчетного давления и условного диаметра), а также выступающую часть (хвостовик), по которой определяется наличие заглушки.

Толщины применяемых при отключении трубопровода заглушек и фланцев должны быть определены расчетом на прочность.

Для сварных трубопроводов, где установка заглушек невозможна, отключение трубопровода должно проводиться двумя последовательно установленными задвижками. Между ними должно быть дренажное устройство, соединенное непосредственно с атмосферой. В случае если нельзя отключить для ремонта трубопровод двумя последовательными задвижками, допускается с разрешения главного инженера организации отключить ремонтируемый участок одной задвижкой. При этом не должно быть признаков парения (утечки) через открытый на время ремонта дренаж в атмосферу.

В случае отключения одной задвижкой трубопроводов от действующего оборудования с температурой воды не выше 45 °С разрешение главного инженера на такое отключение не требуется.

Если процедура отключения трубопровода одной задвижкой описана в производственной инструкции по эксплуатации трубопровода или системы, в которую входит трубопровод, утвержденной главным инженером организации, то при выполнении таких работ оформление дополнительного разрешения не требуется.

130. В эксплуатирующей организации должен вестись ремонтный журнал, в который лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода, должны вноситься сведения о выполненных ремонтных работах, не вызывающих необходимости внеочередного технического освидетельствования.

Сведения о всех проведенных ремонтных работах, о материалах, использованных при ремонте, а также сведения о качестве сварки должны заноситься в паспорт трубопровода.

Сварка

131. При изготовлении и монтаже трубопроводов должна применяться аттестованная технология сварки, разработанная монтажной организацией и согласованная с головной материаловедческой организацией.

При ремонте трубопроводов должна применяться аттестованная технология сварки, разработанная предприятием-владельцем трубопроводов.

132. Для выполнения сварки должны применяться исправные установки, аппаратура и приспособления, обеспечивающие качественное выполнение работ по сварке.

133. К производству работ по сварке и прихватке трубопроводов при их изготовлении, ремонте и реконструкции (модернизации) допускают сварщиков, имеющих удостоверение на право выполнения данных сварочных работ, выданное в порядке, установленном эксплуатирующей организацией.

Сварщики должны выполнять сварочные работы только тех видов, к проведению которых согласно удостоверению они допущены.

134. Сварщик, впервые приступающий в организации к сварке элементов трубопроводов, должен перед допуском к работе пройти проверку путем контроля правильности выполнения им сварки пробного сварного соединения и оценки ее качества. Конструкция пробного сварного соединения должна соответствовать видам работ, указанным в удостоверении, выданном сварщику.

Методы, объемы контроля и нормы оценки качества сварки пробного сварного соединения должны отвечать требованиям настоящих Правил.

По результатам проверки качества пробного сварного соединения в соответствии с установленной в эксплуатирующей организации формой составляется протокол, являющийся основанием для допуска сварщика к выполнению сварочных работ. В случае неудовлетворительного качества пробного сварного соединения сварщик к работе не допускается.

135. Руководство работами по сборке, сварке и контролю качества сварных соединений при изготовлении деталей и сборочных единиц, ремонте и реконструкции (модернизации) трубопроводов должно быть возложено на

специалистов сварочного производства, прошедших проверку знаний настоящих Правил в порядке, установленном эксплуатирующей организацией.

136. Сварные соединения элементов трубопроводов с толщиной стенки 6 мм и более подлежат маркировке (клеймению), позволяющей установить фамилию сварщика, выполнившего сварку. Система маркировки указывается в ТД. Необходимость и способ маркировки сварных соединений с толщиной стенки менее 6 мм устанавливаются требованиями ТД.

Способ маркировки должен исключать наклеп, подкалку или недопустимое уменьшение толщины металла и обеспечить сохранность маркировки в течение всего периода эксплуатации изделия.

Если все сварные соединения данного изделия выполнены одним сварщиком, то маркировку каждого сварного соединения допускается не проводить. В этом случае клеймо сварщика следует ставить около фирменной таблички или на другом открытом участке изделия и место клеймения заключить в рамку, наносимую несмываемой краской. Место клеймения должно быть указано в паспорте изделия.

Если сварное соединение выполнялось несколькими сварщиками, то на нем должны быть поставлены клейма всех сварщиков, участвовавших в его выполнении.

137. Сварочные материалы, применяемые для сварки трубопроводов, должны соответствовать требованиям ПКД и НД, что должно подтверждаться сертификатом организации-изготовителя.

138. Марки, сортамент, условия хранения и подготовка к использованию сварочных материалов должны соответствовать требованиям ПКД и НД.

139. Помимо проверки в соответствии с пунктом 115 и подпунктом 3 пункта 207 настоящих Правил должны быть проконтролированы следующие сварочные материалы:

1) каждая партия электродов – на сварочно-технологические свойства согласно НД (в том числе на соответствие нормированному составу содержания легирующих элементов в наплавленном металле, выполненном

легированными электродами, путем контроля химического состава металла методом стилоскопирования или иным методом спектрального анализа, используемым для контроля химического состава);

2) каждая партия порошковой проволоки – на сварочно-технологические свойства согласно НД;

3) каждая бухта (моток, катушка) легированной сварочной проволоки – на наличие основных легирующих элементов, регламентированных НД, путем стилоскопирования;

4) каждая партия проволоки с каждой партией флюса, которые будут использоваться в сочетании для автоматической сварки под флюсом, – на механические свойства металла соединения.

140. Подготовка кромок и прилегающих к ним поверхностей под сварку должна выполняться механической обработкой, либо путем термической резки или строжки (кислородной, воздушно-дуговой, плазменно-дуговой) с последующей механической обработкой резцом, фрезой, абразивным инструментом. Глубина механической обработки после термической резки (строжки) в зависимости от восприимчивости конкретной марки стали к термическому циклу резки (строжки) должна быть установлена в ТД.

141. При сборке стыковых соединений труб с односторонней разделкой кромок, свариваемых без подкладных колец и подварки корня шва, смещение (несовпадение) внутренних кромок не должно превышать значений, установленных ТД.

142. Кромки деталей, подлежащих сварке, и прилегающие к ним участки должны быть очищены от окалины, краски, масла и других загрязнений в соответствии с требованиями ТД на сварку.

143. Приварка и удаление вспомогательных элементов должны проводиться в соответствии с указаниями чертежей и ТД на сварку. Приварка этих элементов должна выполняться сварщиком, допущенным к сварке данного изделия.

144. Прихватка собранных под сварку деталей трубопроводов должна выполняться с использованием тех же сварочных материалов, что и для сварки этих деталей трубопровода.

145. При изготовлении, ремонте или реконструкции (модернизации) трубопроводов не допускается применение газовой сварки для деталей из аустенитных сталей и высокохромистых сталей мартенситного и мартенситно-ферритного класса.

146. Сварка деталей и сборочных единиц трубопроводов должна проводиться при положительной температуре окружающего воздуха. Допускается выполнять сварку в условиях отрицательных температур при соблюдении требований ТД на сварку и создании условий, обеспечивающих защиту места сварки от любых воздействий, влияющих на качество сварки.

При отрицательной температуре окружающего воздуха металл в районе сварного соединения перед сваркой должен быть просушен и прогрет с доведением температуры до положительной.

147. Необходимость и режим предварительного и сопутствующего подогрева свариваемых деталей определяются технологией сварки и должны быть указаны в ТД. При отрицательной температуре окружающего воздуха подогрев проводится в тех же случаях, что и при положительной, но температура подогрева должна быть выше на 50 °С.

148. После окончания сварки шов и прилегающие к нему участки должны быть очищены от шлака, брызг металла и других загрязнений.

Термическая обработка

149. Термическая обработка деталей и сборочных единиц трубопроводов проводится для обеспечения соответствия свойств металла и сварных соединений показателям, принятым в НД, а также для снижения остаточных напряжений, возникающих при выполнении технологических операций (в том числе сварки, гибки, штамповки).

150. Термическая обработка может быть двух видов:

1) основная, включающая в себя нормализацию, нормализацию с отпуском, закалку, закалку с отпуском, аустенизацию или многоступенчатую термообработку с нагревом до температур закалки или аустенизации;

2) дополнительная в виде отпуска.

Виды основной и дополнительной термообработки и ее режимы (включая скорость нагрева, температуру и продолжительность выдержки, скорость охлаждения, род охлаждающей среды) принимаются по ТД с соблюдением требований, приведенных в настоящих Правилах.

К проведению работ по термической обработке допускаются термисты-операторы, прошедшие теоретическую подготовку, практическое обучение и допущенные к производству этих работ в порядке, установленном эксплуатирующей организацией.

151. Основной термообработке изделия должны подвергаться в следующих случаях:

1) если полуфабрикаты не подвергались термообработке в режимах, обеспечивающих достижение свойств материала, принятых в НД;

2) если технологические операции формоизменения проводились с нагревом до температуры, превышающей температуру отпуска;

3) после гибки труб из стали аустенитного класса (независимо от величины наружного диаметра трубы и радиуса гиба);

4) во всех других случаях, для которых в ТД на изготовление и сварку предусматривается основная термическая обработка, а также по требованию конструкторской документации.

152. Основная термическая обработка не обязательна, если технологические операции формоизменения проводились:

1) для деталей и полуфабрикатов из углеродистой, марганцовистой и кремнемарганцовистой сталей при нагреве до температуры нормализации с окончанием нагрева не ниже 700 °С;

2) для труб из сталей аустенитного класса при гибке на станках с нагревом токами высокой частоты до температуры аустенизации с применением спреерного охлаждения;

3) для деталей и полуфабрикатов из сталей аустенитного класса при температуре не ниже 850 °С.

153. Дополнительной термообработке (отпуску) изделия подвергаются в следующих случаях:

1) после вальцовки и штамповки деталей из углеродистой, марганцовистой и кремнемарганцовистой сталей, проводимых без нагрева или с нагревом до температуры ниже 700 °С, при толщине стенки более 36 мм, независимо от радиуса гиба;

2) после гибки без нагрева гибов труб:

а) из углеродистой, марганцовистой и кремнемарганцовистой сталей с толщиной стенки более 36 мм, независимо от радиуса гиба, или с толщиной стенки 10 – 36 мм при среднем радиусе гиба менее трехкратного наружного диаметра трубы, если овальность поперечного сечения гиба более 5 %;

б) из стали марок 12Х1МФ и 15Х1М1Ф при номинальном наружном диаметре более 108 мм, независимо от толщины стенки, при диаметре 108 мм и менее с толщиной стенки 12 мм и более;

в) из остальных легированных сталей согласно указаниям ТД на сварку;

г) имеющих гибы с овальностью поперечного сечения более 5 %;

3) после сварки деталей и сборочных единиц трубопроводов:

а) из углеродистой, марганцовистой и кремнемарганцовистой сталей с толщиной стенки более 36 мм, а при введении сопутствующего подогрева до температуры не ниже 100 °С – с толщиной стенки более 40 мм;

б) из легированной стали других марок согласно указаниям ТД на сварку;

4) после приварки штуцеров, а также деталей, не работающих под давлением, к трубопроводам при толщине стенки основной детали, превышающей толщину стенок, указанных в подпункте 3 (возможность

приварки без термической обработки допускается по специальной технологии, согласованной с головной материаловедческой организацией);

5) во всех других случаях, для которых в ТУ на изделие или в ТД на сварку предусматривается дополнительная термическая обработка или замена основной термообработки на дополнительную, а также по требованию конструкторской документации.

154. Условия пребывания изделия в интервале времени между окончанием сварки и началом отпуска (включая длительность выдержки, допустимую температуру охлаждения) определяются ТД на сварку. Температура отпуска сварного изделия не должна превышать температуру отпуска полуфабриката.

155. Если заданный уровень механических свойств изготовленного элемента, кроме гиба труб, будет подтвержден испытаниями, то необходимость дополнительной термообработки, предусмотренной пунктом 153 настоящих Правил, решается головной материаловедческой организацией.

156. Для элементов, свариваемых из сталей разных марок, необходимость термической обработки и ее режим устанавливаются ТД на сварку.

157. При основной термической обработке деталей и элементов всех типов, а также при дополнительной термообработке продольных и поперечных сварных соединений изделие следует нагревать целиком. Допускается отпуск изделия частями при условии обеспечения заданной структуры и механических свойств по всей длине изделия, а также при отсутствии его поводки.

158. Допускается местная термообработка при аустенизации гибов из аустенитной стали и отпуске гибов из углеродистой, низколегированной марганцовистой и кремнемарганцовистой стали. При местной термообработке гибов труб должен проводиться одновременный нагрев всего участка гибов и примыкающих к нему прямых участков длиной не менее трехкратной толщины стенки трубы, но не менее 100 мм с каждой стороны гиба.

159. Отпуск поперечных сварных соединений трубопроводов, а также сварных соединений приварки штуцеров, элементов опор, креплений и других

деталей к трубопроводам допускается проводить путем местного нагрева переносными нагревательными устройствами. При термообработке поперечных (кольцевых) сварных соединений должен быть обеспечен равномерный нагрев по всему периметру кольца. Ширина зоны нагрева с расположением сварного шва посередине нагреваемого участка устанавливается ТД.

Участки трубопровода, расположенные вблизи нагреваемой при термообработке зоны, должны быть покрыты изоляцией для обеспечения плавного изменения температуры по длине трубопровода.

160. Термическая обработка должна проводиться таким образом, чтобы были обеспечены равномерный прогрев металла изделий, их свободное тепловое расширение и отсутствие пластических деформаций. Режимы нагрева, выдержки и охлаждения при термообработке изделий с толщиной стенки 20 мм и более и температурах выше 300 °С должны автоматически регистрироваться.

Контроль изделий и сварных соединений

161. При изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции (модернизации) трубопроводов должны применяться такие методы и объемы контроля изделий и сварных соединений, которые гарантируют выявление дефектов, влияющих на работоспособность трубопроводов.

Система контроля качества сварки и сварных соединений должна включать:

1) подтверждение проверки знаний персонала;

2) проверку сборочно-сварочного, термического оборудования, аппаратуры, приборов и инструментов;

3) контроль качества основных материалов;

4) операционный контроль технологии сварки;

5) неразрушающий контроль качества сварных соединений;

6) разрушающий контроль качества сварных соединений;

7) контроль исправления дефектов.

162. При проведении неразрушающего контроля материалов и сварных соединений необходимо применять следующие методы:

1) визуальный и измерительный;

2) радиографический;

3) ультразвуковой;

4) капиллярный или магнитопорошковый;

5) токовихревой;

6) стилоскопирование;

7) замер твердости;

8) гидравлическое испытание.

Кроме указанных могут применяться другие методы в объеме, предусмотренном ПКД.

Выбор методов контроля должен проводиться в соответствии с требованиями настоящих Правил, НД на сварку и указываться в ПКД.

163. При разрушающем контроле должны проводиться испытания механических свойств, металлографические исследования и испытания на стойкость к межкристаллитной коррозии. Методика, порядок и объем контроля устанавливаются ПКД на изделие.

164. Приемочный контроль деталей, сборочных единиц и сварных соединений должен выполняться после окончания всех технологических операций, связанных с нагревом изделия свыше 450 °С, термической обработкой, деформированием и наклепом металла.

Последовательность контроля отдельными методами должна соответствовать требованиям ТД. Визуальный и измерительный контроль, а также стилоскопирование должны предшествовать контролю другими методами.

165. Методы и объем контроля должны устанавливаться ПКД.

Контроль сварных соединений должен проводиться по стандартизированным унифицированным методикам контроля или по методикам эксплуатирующей организации. Методики эксплуатирующей

организации при наличии отступлений от стандартизированных унифицированных методик контроля подлежат согласованию с головной материаловедческой организацией.

К контролю сварных соединений допускаются работники, прошедшие специальную теоретическую подготовку, практическое обучение, подтверждение компетентности и допущенные к выполнению соответствующих работ в порядке, установленном НД.

166. В процессе проведения работ должен осуществляться операционный контроль технологических процессов подготовки и сборки деталей под сварку, сварки и термической обработки сварных соединений, исправления дефектов сварных соединений.

При операционном контроле проверяется соблюдение исполнителями требований настоящих Правил, ТД и чертежей. Объемы операционного контроля при подготовке, сборке, сварке, термической обработке и исправлении дефектов должны указываться в ТД.

167. Результаты по каждому виду контроля и места контроля (в том числе и операционного) должны фиксироваться в отчетной документации.

168. Средства контроля должны проходить метрологическую поверку в соответствии с НД.

169. Каждая партия материалов для дефектоскопии до начала их использования должна быть подвергнута входному контролю.

170. Объем разрушающего и неразрушающего контроля, предусмотренный настоящими Правилами, может быть уменьшен по согласованию с эксплуатирующей организацией и организацией-проектантом.

171. Методы и объемы контроля сварных соединений приварных деталей, не работающих под внутренним давлением, должны устанавливаться ТД на изделие и сварку.

172. Изделие признается годным, если при любом виде контроля в нем не будут обнаружены внутренние и наружные дефекты, не выходящие за пределы допустимых норм, установленных настоящими Правилами (приложение № 3) и НД на изделие и сварку.

Визуальный и измерительный контроль, допуски

173. Каждое изделие и все его сварные соединения после изготовления, ремонта или реконструкции (модернизации) подлежат визуальному и измерительному контролю, проводимому согласно настоящим Правилам, ПКД и ТД, с целью выявления наружных дефектов, в том числе:

1) отклонений по геометрическим размерам и взаимному расположению элементов;

2) поверхностных трещин всех видов и направлений;

3) дефектов на поверхности основного металла и сварных соединений.

174. Перед визуальным контролем поверхности изделия и сварных соединений должны быть очищены от загрязнений и шлака. При контроле сварных соединений зачистке подлежат поверхность сварного шва и прилегающие к нему участки основного металла шириной не менее 20 мм в обе стороны от шва, при электрошлаковой сварке – 100 мм.

175. Визуальный и измерительный контроль сварных соединений должен проводиться с внутренней и наружной сторон по всей протяженности трубопровода в соответствии с ТД.

В случае недоступности для визуального и измерительного контроля внутренней поверхности сварного соединения контроль проводится только с наружной стороны.

176. Поверхностные дефекты, выявленные при визуальном и измерительном контроле, должны быть исправлены до проведения контроля другими неразрушающими методами.

177. Допуски по геометрическим размерам готовых изделий не должны превышать указанных в НД и чертежах и не должны быть более установленных настоящими Правилами.

Методика, количество контрольных измерений и расположение проверяемых участков должны устанавливаться ТД.

178. В цилиндрических и конических элементах, изготовленных из листов или поковок (штамповок) с помощью сварки:

1) могут допускаться следующие отклонения:

а) по диаметру – не более ±1 % от номинального наружного или внутреннего диаметра;

б) по овальности поперечного сечения – не более 1 %; овальность вычисляется по формуле:

$$a = \frac{2(D_{max} - D_{min})}{D_{max} + D_{min}} 100\%$$

где D_{max}, D_{min} – максимальный и минимальный наружные и внутренние диаметры, измеряемые в одном сечении;

в) от прямолинейности образующей – не более 0,3 % от всей длины цилиндрической части элементов, а также на любом участке длиной 5 м;

2) местные утонения не должны выводить толщину стенки за пределы допустимого значения;

3) глубина вмятин и другие местные отклонения формы не должны превышать значений, которые обоснованы расчетом на прочность.

179. Отклонения по диаметру и овальности поперечного сечения элементов трубопроводов не должны превышать значений, установленных в НД на изделие.

180. Контроль толщины стенки гнутых участков труб должен проводиться с помощью ультразвукового толщиномера или измерением после разрезки, производимой в выборочном порядке из партии гнутых участков с одинаковыми размерами. Методика, порядок и объем контроля толщины стенки на гнутых участках труб устанавливаются в ТД.

181. В стыковых сварных соединениях с одинаковой номинальной толщиной стенки максимально допустимое смещение (несовпадение) кромок свариваемых элементов (деталей) с наружной стороны соединения не должно превышать значений, установленных в таблице № 4 настоящих Правил.

Таблица № 4

Толщина стенки трубы *S*, мм	Смещение кромок, мм
До 3	0,2*S*
Выше 3 до 6	0,1*S* + 0,3
Выше 6 до 10	0,15*S*
Выше 10 до 20	0,05*S* + 1,0
Выше 20	0,1*S*, но не более 3 мм

182. Смещение (несовпадение) кромок элементов (деталей) с внутренней стороны соединения (со стороны корня шва) в стыковых сварных соединениях с односторонней разделкой кромок не должно превышать норм, установленных ТД и рабочими чертежами.

В стыковых сварных соединениях, выполняемых электродуговой сваркой с двух сторон, а также электрошлаковой сваркой, указанное смещение кромок не должно быть превышено ни с наружной, ни с внутренней стороны соединения.

183. Требования, указанные в пунктах 18 и 182 настоящих Правил, не обязательны для сварных соединений элементов с различной фактической толщиной стенок при условии обеспечения плавного перехода от одного сечения к другому за счет наклонного расположения поверхности соединения в соответствии с требованиями пункта 26 настоящих Правил.

При смещении кромок свариваемых элементов (деталей) в пределах норм, указанных в пунктах 181 и 182 настоящих Правил, поверхность соединения должна обеспечивать плавный переход от одной кромки к другой.

Радиографический и ультразвуковой контроль

184. Радиографический и ультразвуковой контроль должны применяться для выявления внутренних дефектов в сварных соединениях, расслоений и трещин в основном металле, контроля толщины стенок деталей и сварочных единиц трубопроводов.

Методы контроля должны применяться в соответствии с пунктом 162 настоящих Правил и ТД.

185. Радиографический и ультразвуковой контроль качества сварных соединений должны проводиться в соответствии с ТД.

186. Обязательному ультразвуковому контролю в трубопроводах (и их элементах) из стали перлитного и мартенситно-ферритного классов подлежат:

1) все стыковые сварные соединения трубопроводов I и II категорий с толщиной стенки 15 мм и более – по всей длине соединения, за исключением сварных соединений литых деталей;

2) сварные соединения, ультразвуковой контроль которых предусмотрен ТД по сварке.

Все сварные соединения труб контролируются ультразвуковой дефектоскопией с двух сторон от оси шва, а сварные соединения труб с литыми и другими фасонными деталями – с одной стороны (со стороны трубы).

Ультразвуковому контролю должны подвергаться соединения с полным проплавлением (без конструктивного непровара).

187. Ультразвуковому контролю или радиографии в трубопроводах из стали перлитного и мартенситно-ферритного классов подлежат:

1) все продольные сварные соединения трубопроводов всех категорий, их детали и элементы – по всей длине соединений;

2) все поперечные сварные соединения трубопроводов I категории наружным диаметром 200 мм и более при толщине стенки менее 15 мм – по всей длине соединений;

3) поперечные стыковые сварные соединения трубопроводов I категории наружным диаметром менее 200 мм при толщине стенки менее 15 мм, а также трубопроводов II категории с наружным диаметром 200 мм и более при толщине стенки менее 15 мм – в объеме не менее 20 % (но не менее пяти стыков) от общего числа однотипных стыков трубопроводов, выполненных каждым сварщиком (по всей длине соединения);

4) поперечные стыковые сварные соединения трубопроводов II категории с наружным диаметром менее 200 мм при толщине стенки менее 15 мм –

в объеме не менее 10 % (но не менее четырех стыков) от общего числа однотипных стыков трубопровода, выполняемых каждым сварщиком (по всей длине соединения);

5) поперечные стыковые сварные соединения трубопроводов III категории в объеме не менее 5 % (но не менее трех стыков) от общего числа однотипных стыков трубопровода, выполненных каждым сварщиком (по всей длине соединения);

6) поперечные стыковые сварные соединения трубопроводов IV категории в объеме не менее 3 % (но не менее двух стыков) от общего числа однотипных стыков трубопровода, выполненных каждым сварщиком (по всей длине соединения);

7) все угловые сварные соединения деталей и элементов трубопроводов внутренним диаметром привариваемых штуцеров (труб, патрубков) 100 мм и более, независимо от толщины стенки, – по всей длине проверяемых соединений;

8) угловые сварные соединения деталей и элементов трубопроводов внутренним диаметром привариваемых штуцеров (труб, патрубков) менее 100 мм, поперечные стыковые сварные соединения литых элементов труб с литыми деталями (см. подпункт 1 пункта 186 настоящих Правил), а также другие сварные соединения, не указанные в настоящем пункте, – в объеме, устанавливаемом ТД по сварке.

Приведенные в подпунктах 5 и 6 пункта 187 настоящих Правил требования к объему контроля распространяются на сварные соединения трубопроводов III и IV категорий наружным диаметром не более 465 мм. Для сварных соединений трубопроводов большего диаметра объемы контроля устанавливаются ТУ на трубопровод и ТД на сварку.

Требования к контролю сварных стыковых соединений элементов трубопроводов, расположенных под углом менее 60° к продольной оси трубопровода, должны соответствовать требованиям к продольным

соединениям; для других значений угла сварные соединения рассматриваются как поперечные.

Выбор метода контроля (ультразвуковой или радиографический) для перечисленных в настоящем пункте сварных соединений определяется ПКД и ТД и должен проводиться исходя из возможностей обеспечения более полного и точного выявления недопустимых дефектов, с учетом особенностей физических свойств металла, а также совершенства методики контроля для данного вида сварных соединений на конкретных изделиях.

188. Обязательной радиографии подлежат все места пересечения продольных и поперечных сварных соединений трубопровода, подвергаемых ультразвуковому контролю согласно пункту 186 настоящих Правил.

189. Поперечные стыковые соединения сварных секторных отводов (колен) для трубопроводов III и IV категорий должны подвергаться ультразвуковому контролю или радиографии в утроенном объеме по сравнению с нормами, установленными в подпунктах 5 и 6 пункта 187 настоящих Правил, при удвоенном количестве минимального числа контролируемых стыков.

190. На изделиях из стали аустенитного класса, а также в местах сопряжения элементов из стали аустенитного класса с элементами из стали перлитного и мартенситно-ферритного классов обязательной радиографии подлежат:

1) все стыковые сварные соединения элементов трубопроводов, за исключением выполненных контактной сваркой, – по всей длине соединения;

2) все стыковые сварные соединения литых элементов, а также труб с литыми деталями – по всей длине соединения;

3) все угловые соединения деталей и элементов трубопроводов внутренним диаметром привариваемых штуцеров (труб, патрубков) 100 мм и более, независимо от толщины стенки, – по всей длине соединения;

4) другие сварные соединения (в том числе угловые), не указанные в настоящей статье, – в объеме, не менее 3 % (но не менее двух стыков) от общего числа однотипных стыков трубопровода, выполненных каждым сварщиком (по всей длине соединения).

191. При одновременном изготовлении или монтаже на одном ОИАЭ нескольких трубопроводов (или деталей и элементов для разных трубопроводов) с однотипными сварными соединениями, контролируемыми в объеме менее 100 %, объем контроля разрешается определять не от одного трубопровода, а от всей партии (серии, группы) трубопроводов. В одну партию могут быть объединены трубопроводы, цикл изготовления которых по сборочно-сварочным работам, термообработке и контролю качества сварных соединений не превышает трех месяцев.

При монтаже трубопроводов данное разрешение допускается использовать только в случае, если все работы по выполнению соответствующих однотипных сварных соединений на объекте проводятся одной организацией.

192. Сварные соединения деталей из легированных теплоустойчивых сталей перлитного класса, выполненные при температуре ниже 0 °С без предварительного и сопутствующего подогрева в зоне сварки, должны быть проконтролированы по всей длине соединений радиографией или ультразвуком.

193. Стыковые сварные соединения, которые были подвергнуты ремонтной переварке, должны быть проверены радиографией или ультразвуком по всей длине сварных соединений. Ремонтные заварки выборок металла должны быть проверены радиографией или ультразвуком по всему участку заварки, включая зону термического влияния сварки в основном металле. Кроме того, поверхность участка должна быть проверена магнитопорошковой или капиллярной дефектоскопией. При заварке по всей толщине стенки контроль поверхности должен проводиться с обеих сторон, за исключением случаев недоступности внутренней стороны для контроля.

194. При невозможности выполнения ультразвуковой дефектоскопии или радиографического контроля из-за недоступности отдельных сварных соединений (в частности, швов приварки штуцеров и труб внутренним диаметром менее 100 мм) или неэффективности этих методов контроля контроль качества данных сварных соединений при изготовлении, ремонте, реконструкции (модернизации) трубопроводов должен проводиться послойным визуальным контролем в процессе сварки с фиксацией результатов контроля в специальном журнале и последующим капиллярным или магнитопорошковым контролем выполненного сварного соединения в объеме 100 %.

195. При выборочном контроле отбор контролируемых сварных соединений должен проводиться отделом технического контроля ОИАЭ из числа наиболее трудновыполнимых или вызывающих сомнения по результатам визуального и измерительного контроля сварных соединений.

196. Если при выборочном контроле сварных соединений, выполненных сварщиком, будут обнаружены недопустимые дефекты, то контролю должны быть подвергнуты все однотипные сварные соединения по всей длине, выполненные данным сварщиком на трубопроводе за период времени, прошедший после предыдущего контроля сварных соединений изделия этим же методом.

Капиллярный и магнитопорошковый контроль

197. Дополнительными видами контроля, устанавливаемыми ПКД с целью определения поверхностных или подповерхностных дефектов, являются капиллярный и магнитопорошковый контроль сварных соединений и изделий.

198. Капиллярный и магнитопорошковый контроль должны проводиться в соответствии с методиками контроля, решение о применении которых должно быть согласовано с конструкторской (проектной), головной материаловедческой и эксплуатирующей организациями.

199. Класс и уровень чувствительности капиллярного и магнитопорошкового контроля должны устанавливаться чертежами, ТД.

Контроль стилоскопированием

200. Контроль стилоскопированием должен проводиться с целью подтверждения соответствия легирования металла деталей и сварных соединений требованиям чертежей, ТД.

201. Стилоскопированию подвергаются:

1) все свариваемые детали (части конструкций), которые по чертежу должны изготавливаться из легированной стали;

2) металл шва всех сварных соединений труб, которые согласно НД (ТД) должны выполняться легированным присадочным материалом;

3) сварочные материалы согласно пункту 139.

202. При изготовлении и монтаже трубопроводов стилоскопирование должно проводиться по НД или инструкциям, согласованным с эксплуатирующей и головной материаловедческой организациями.

Измерение твердости

203. Измерение твердости металла сварного соединения проводится с целью проверки качества выполнения термической обработки сварных соединений.

204. Измерению твердости подлежит металл сварного соединения элементов трубопровода, выполненных из легированных теплоустойчивых сталей перлитного и мартенситно-ферритного классов, методами и в объеме, установленными НД.

Механические испытания, металлографические исследования и испытания на стойкость к межкристаллитной коррозии

205. Механические испытания проводятся с целью проверки соответствия механических характеристик и качества сварных соединений требованиям настоящих Правил и НД.

Металлографические исследования проводятся с целью выявления возможных внутренних дефектов, а также участков со структурой металла, отрицательно влияющей на свойства сварных соединений и изделий.

Исследования микроструктуры обязательны при контроле сварных соединений, выполненных газовой сваркой, и при аттестации технологии сварки, а также в случаях, предусмотренных НД на сварку.

Испытания на стойкость к межкристаллитной коррозии проводятся в случаях, оговоренных ПКД, с целью подтверждения коррозионной стойкости сварных соединений деталей из аустенитных сталей.

Механические испытания и испытания на стойкость к межкристаллитной коррозии и металлографические исследования выполняются согласно НД.

206. Механические испытания проводятся:

1) при аттестации технологии сварки;

2) при контроле производственных сварных стыковых соединений, выполненных газовой и контактной сваркой;

3) при входном контроле сварочных материалов, используемых при сварке под флюсом и электрошлаковой сварке.

207. Металлографические исследования проводятся:

1) при аттестации технологии сварки;

2) при контроле производственных сварных стыковых соединений, выполненных газовой и контактной сваркой, а также деталей из сталей разных структурных классов (независимо от способа сварки);

3) при контроле производственных сварных угловых и тавровых соединений, в том числе соединений труб (штуцеров) с трубопроводами, а также тройниковых соединений.

208. Основными видами механических испытаний являются испытания на статическое растяжение, статический изгиб или на сплющивание и ударный изгиб.

Испытания на статическое растяжение не обязательны для производственных поперечных сварных соединений при условии контроля этих соединений радиографией или ультразвуком в объеме 100 %.

Испытания на ударную вязкость не обязательны для производственных сварных соединений труб и элементов II, III и IV категорий, а также всех сварных соединений деталей с толщиной стенки менее 12 мм.

209. Металлографические исследования не являются обязательными:

1) для сварных соединений деталей из стали перлитного класса при условии контроля соединений радиографией или ультразвуком в объеме 100 %.

2) для сварных соединений трубопроводов, выполненных контактной сваркой на специальных машинах для контактной стыковой сварки с автоматизированным циклом работ при ежесменной проверке качества наладки машины путем испытания контрольных образцов.

210. Проверка механических свойств, металлографические исследования и испытания на межкристаллитную коррозию должны проводиться на образцах, выполненных из контрольных сварных соединений (определяемых в соответствии с приложением № 2 к настоящим Правилам) или из производственных сварных соединений, вырезаемых из изделия.

211. Контрольные сварные соединения должны быть идентичны контролируемым производственным соединениям. Контрольные соединения должны быть выполнены с полным соблюдением технологического процесса, применяемого при сварке производственных соединений или производственной аттестации технологии. Термическая обработка контрольных соединений должна проводиться совместно с изделием (при общей термообработке в печи), а при невозможности – отдельно с применением методов нагрева и охлаждения и температурных режимов, установленных ТД для производственных соединений. Если контролируемые сварные соединения подвергаются многократной термообработке, то и контрольное соединение должно пройти то же количество термообработок по тем же режимам. Если производственное соединение подвергалось многократному высокому отпуску, то контрольное соединение может быть подвергнуто однократному отпуску с продолжительностью выдержки не менее

80 % суммарного времени выдержки при всех высоких отпусках производственного соединения.

212. Контрольные сварные соединения выполняются в виде:

1) стыкового соединения двух отрезков труб – для контроля швов трубопроводов;

2) углового или таврового соединения штуцера (отрезка трубы) с основной трубой – для контроля приварки штуцеров к трубопроводу или коллектору, а также тройниковых соединений.

213. Контрольное сварное соединение должно быть проверено в объеме 100 % теми же неразрушающими методами контроля, которые предусмотрены для производственных сварных соединений. При неудовлетворительных результатах контроля контрольные соединения должны быть изготовлены вновь в удвоенном количестве. Если при повторном неразрушающем контроле будут получены неудовлетворительные результаты, то общий результат считается неудовлетворительным. В этом случае должны быть подвергнуты дополнительной проверке качество материалов, оборудование и квалификация сварщика.

214. Количество контрольных соединений, проверяемых согласно подпункту 2 пункта 206 и подпункту 2 пункта 207 настоящих Правил, должно быть не менее одного на все однотипные производственные соединения, выполненные каждым сварщиком в течение шести месяцев (в том числе для разных заказов), если ТД не предусмотрено увеличенное количество контрольных соединений. После перерыва в работе сварщика более трех месяцев следует выполнять новое контрольное сварное соединение.

При контроле поперечных соединений труб, выполненных контактной сваркой, должно быть испытано не менее двух контрольных соединений для всех идентичных производственных соединений, свариваемых на каждой сварочной машине с автоматизированным циклом работы в течение смены, а при переналадке машины в течение смены – за время между переналадками.

При контроле поперечных соединений труб с условным проходом менее 100 мм и толщиной стенки менее 12 мм, выполненных на специальных машинах для контактной сварки с автоматизированным циклом работы и с ежесменной проверкой качества наладки машины и прибора путем экспресс-испытаний контрольных образцов, допускается испытывать не менее двух контрольных сварных соединений для продукции, изготовленной за период не более 3 суток при условии сварки труб одного размера и одной марки стали на постоянных режимах и с одинаковой подготовкой торцов.

215. Размеры и количество контрольных соединений должны быть достаточными для изготовления комплекта образцов для испытаний. При этом минимальное количество образцов для каждого вида испытаний должно составлять:

1) два образца – для испытаний на статическое растяжение;

2) два образца – для испытаний на статический изгиб;

3) три образца – для испытаний на ударный изгиб;

4) один образец (шлиф) – для металлографических исследований при контроле сварных соединений из углеродистой и низколегированной стали и не менее двух – при контроле сварных соединений из высоколегированной стали, если это предусмотрено ТД;

5) два образца – для испытаний на стойкость к межкристаллитной коррозии.

Испытание на статический изгиб контрольных соединений труб наружным диаметром не более 108 мм допускается заменять испытанием на сплющивание. Испытания на сплющивание проводятся в случаях, оговоренных в ТД.

216. При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду механических испытаний допускается повторное испытание на удвоенном количестве образцов, вырезанных из тех же контрольных сварных соединений, по тому виду испытаний, по которому получены неудовлетворительные результаты.

Если при повторном испытании хотя бы на одном из образцов будут получены показатели свойств, не удовлетворяющие установленным нормам, общая оценка данного вида испытаний считается неудовлетворительной.

В случае невозможности вырезки образцов из первого контрольного соединения (комплекта) разрешается сварка второго контрольного соединения (комплекта) с соблюдением указанных выше требований.

Нормы оценки качества

217. Должна применяться система контроля качества, исключающая сдачу в эксплуатацию изделия с дефектами, которые снижают надежность за пределы, обеспечивающие безопасность эксплуатации трубопровода.

218. Допуски по геометрическим размерам готовых изделий должны отвечать требованиям НД.

219. Качество сварных соединений должно удовлетворять нормам оценки качества сварных соединений, приведенным в приложении № 3 к настоящим Правилам.

Гидравлические испытания

220. Гидравлическому испытанию с целью проверки прочности и плотности трубопроводов и их элементов, а также всех сварных и других соединений подлежат:

1) все элементы и детали трубопроводов; их гидравлическое испытание не обязательно, если они подвергались 100 % контролю ультразвуком или контролю иным равноценным методом неразрушающей дефектоскопии;

2) блоки трубопроводов; их гидравлическое испытание не является обязательным, если все составляющие их элементы были подвергнуты испытанию в соответствии с подпунктом 1 данного пункта, а все выполненные при их изготовлении сварные соединения проверены методами неразрушающей дефектоскопии (ультразвуком или радиографией) по всей протяженности;

3) трубопроводы всех категорий со всеми элементами и их арматурой после окончания монтажа.

221. Допускается проведение гидравлического испытания отдельных и сборных элементов совместно с трубопроводом, если при изготовлении или монтаже невозможно провести их испытания отдельно от трубопровода.

222. Минимальная величина пробного давления при гидравлическом испытании трубопроводов, их блоков и отдельных элементов должна составлять 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа.

Максимальная величина пробного давления устанавливается расчетом на прочность по НД.

Арматура и фасонные детали трубопроводов должны подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением в соответствии с НД.

223. Для гидравлического испытания должна применяться вода с температурой не ниже 5 °С и не выше 40 °С.

Гидравлическое испытание трубопроводов должно проводиться при положительной температуре окружающего воздуха. При гидравлическом испытании паропроводов, работающих с давлением 10 Мпа и выше, температура их стенок должна быть не менее 10 °С.

224. Давление в трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана в ПКД на изготовление трубопровода.

Использование сжатого воздуха для подъема давления не допускается.

225. Давление при испытании должно контролироваться двумя манометрами. При этом выбираются манометры одного типа с одинаковыми классами точности, пределом измерения и ценой деления.

Время выдержки трубопровода и его элементов под пробным давлением должно быть не менее 10 минут.

После снижения пробного давления до рабочего производится тщательный осмотр трубопровода по всей его длине.

Разность между температурами металла и окружающего воздуха во время испытания не должна вызывать появления влаги на поверхностях трубопровода. Используемая для гидроиспытания вода не должна загрязнять трубопровод или вызывать интенсивную коррозию. Гидравлические испытания трубопроводов после их монтажа проводятся после проведения послемонтажной очистки (промывки).

226. Трубопровод и его элементы считаются выдержавшими гидравлическое испытание, если не обнаружено: течи, потения в сварных соединениях и в основном металле, видимых остаточных деформаций, трещин или признаков разрыва.

227. Гидравлическое испытание трубопроводов с давлением не более 10 Мпа разрешается заменять пневматическим испытанием (сжатым воздухом, инертным газом или смесью воздуха с инертным газом) при условии одновременного контроля методом акустической эмиссии.

Пробное давление при пневматическом испытании следует определять по формуле:

$$P_{пр} = 1{,}15P\frac{[\sigma]_i}{[\sigma]},$$

где P – рабочее давление.

В случае если вероятность хрупкого разрушения при пневматическом испытании больше, чем в рабочих условиях, и его последствия представляют значительную опасность, пробное давление должно быть снижено до технически обоснованного уровня, но не менее рабочего давления.

Время выдержки трубопровода под пробным давлением при пневматическом испытании должно быть не менее 15 минут и указано в ТД.

После выдержки под пробным давлением давление снижают до обоснованного расчетом на прочность значения, но не менее рабочего давления, при котором проводится визуальный контроль наружной поверхности и проверку герметичности сварных и разъемных соединений.

Исправление дефектов сварных соединений

228. Недопустимые дефекты, обнаруженные в процессе изготовления, монтажа, ремонта, испытания и эксплуатации, должны быть устранены с последующим их контролем исправленных участков.

229. Технология устранения дефектов и порядок контроля устанавливаются ТД, разработанной в соответствии с требованиями настоящих Правил и НД.

Отклонения от принятой технологии устранения дефектов должны быть согласованы с ее разработчиком.

230. Удаление дефектов следует проводить механическим способом с обеспечением плавных переходов в местах выборок. Максимальные размеры, форма подлежащих заварке выборок устанавливаются ТД.

Допускается применение способов термической резки (строжки) для удаления внутренних дефектов с последующей обработкой поверхности выборки механическим способом.

Полнота удаления дефектов должна быть проконтролирована визуально и методом неразрушающего контроля (капиллярной или магнитопорошковой дефектоскопией, или травлением) в соответствии с требованиями ТД.

231. Исправление дефектов без заварки мест их выборки допускается в случае сохранения минимально допустимой толщины стенки детали в месте максимальной глубины выборки.

232. Если при контроле исправленного участка будут обнаружены дефекты, то допускается проводить повторное исправление в том же порядке, что и первое.

Исправление дефектов на одном и том же участке сварного соединения допускается проводить не более трех раз.

Не считаются повторно исправленными разрезаемые по сварному шву соединения с удалением металла шва из зоны термического влияния, устанавливаемой в соответствии с ПКД.

В случае вырезки дефектного сварного соединения труб и последующей вварки вставки в виде отрезка трубы два вновь выполненных сварных соединения не считаются исправленными. Дополнительный стык должен быть внесен в паспорт трубопровода.

V. Техническое освидетельствование, разрешение на эксплуатацию

Техническое освидетельствование

233. Трубопроводы, на которые распространяется действие настоящих Правил, должны подвергаться техническому освидетельствованию после монтажа до ввода в работу, периодически в процессе эксплуатации и в необходимых случаях – внеочередному техническому освидетельствованию.

Первичное техническое освидетельствование трубопроводов должно проводиться до их регистрации.

Техническое освидетельствование включает в себя проверку документации, наружный осмотр трубопровода, гидравлические испытания, оформление результатов технического освидетельствования.

234. Техническое освидетельствование трубопроводов проводится комиссией по техническому освидетельствованию оборудования и трубопроводов, работающих под давлением, назначенной приказом или распоряжением руководителя эксплуатирующей организации (далее – комиссия по техническому освидетельствованию).

В состав комиссии по техническому освидетельствованию должны быть включены:

1) работник эксплуатирующей организации, назначенный организационно-распорядительным актом по этой организации для осуществления надзора за техническим состоянием и эксплуатацией трубопроводов (далее – лицо по надзору (контролю));

2) лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию данного трубопровода;

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

235. Внеочередное техническое освидетельствование трубопроводов, находящихся в эксплуатации, должно быть проведено в следующих случаях:

1) если трубопровод не эксплуатировался более двух лет;

2) если трубопровод был демонтирован и установлен на новом месте;

3) если проведено выправление выпучин или вмятин, а также после реконструкции (модернизации) или ремонта трубопровода с применением сварки элементов, работающих под давлением;

4) перед нанесением защитного покрытия на стенки трубопровода;

5) после аварии трубопровода или его элементов, если по объему восстановительных работ требуется такое техническое освидетельствование;

6) по требованию лица по надзору (контролю) и других членов комиссии по техническому освидетельствованию.

236. Порядок проведения технических освидетельствований трубопроводов, а также применяемые методы и нормы браковки должны быть определены эксплуатирующей организацией с учетом требований настоящих Правил и внесены в эксплуатационную документацию.

Техническое освидетельствование должно проводиться со следующей периодичностью:

1) наружный осмотр и гидравлическое испытание трубопроводов всех категорий – после монтажа перед пуском вновь смонтированного трубопровода в работу;

2) наружный осмотр (в процессе работы, без снятия теплоизоляции) трубопроводов всех категорий – не реже одного раза в год;

3) наружный осмотр трубопроводов (с частичным снятием теплоизоляции) – не реже одного раза в три года;

4) наружный осмотр и гидравлическое испытание трубопроводов всех категорий после ремонта, связанного со сваркой, а также при пуске

трубопроводов после нахождения их в состоянии консервации больше двух лет.

237. Администрация эксплуатирующей организации должна обеспечить подготовку трубопровода для технического освидетельствования.

238. Перед наружным осмотром и гидравлическим испытанием трубопровод должен быть остановлен, охлажден, освобожден от заполняющей его рабочей среды, отключен от всех трубопроводов, соединяющих его с источником давления или с другими трубопроводами.

Допускается не отключать трубопровод перед его гидравлическим испытанием от соединяющих трубопроводов, если их расчетное давление не ниже давления гидроиспытания испытываемого трубопровода и нет технологических ограничений на заполнение и подъем давления в этих трубопроводах.

239. Техническое освидетельствование трубопроводов, которые по конструкционным особенностям, радиационной обстановке или другим причинам недоступны (или ограниченно доступны) для периодического контроля, должно проводиться с применением дистанционных средств и неразрушающих методов контроля металла и сварных соединений. В каждом конкретном случае для таких трубопроводов должны быть разработаны инструкции по проведению технического освидетельствования.

240. Наружный осмотр должен предусматривать:

1) при первичном техническом освидетельствовании - проверку, того, что трубопровод установлен и оборудован в соответствии с ПКД, настоящими Правилами и предоставленными при регистрации документами, а также проверку того, что трубопровод и его элементы не имеют повреждений;

2) при периодических и внеочередных технических освидетельствованиях – проверку исправности трубопровода и возможности его дальнейшей работы.

Трубопроводы должны предъявляться к гидравлическому испытанию с установленной на них арматурой при полной монтажной готовности, соответствующей проектной документации.

241. Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом или в проходных и полупроходных каналах, может проводиться без снятия изоляции. Наружный осмотр трубопроводов при прокладке в непроходных каналах или при бесканальной прокладке проводится путем вскрытия грунта отдельных участков и снятия изоляции не менее 2 м длины, не реже чем через каждые 2 км трубопровода.

Лица, проводящие техническое освидетельствование, в случае появления у них сомнений относительно состояния стенок или сварных соединений трубопровода вправе потребовать частичного или полного удаления изоляции.

242. Вновь смонтированные трубопроводы подвергаются наружному осмотру и гидравлическому испытанию до наложения изоляции.

243. Гидравлическое испытание трубопроводов может проводиться лишь после окончания всех сварочных работ, термообработки, а также после установки и окончательного закрепления опор и подвесок. При этом должны быть представлены документы, подтверждающие качество выполненных работ (свидетельство о монтаже, паспорт на трубопроводы).

Гидравлическое испытание трубопроводов должно проводиться в соответствии с требованиями, изложенными в разделах IV и V настоящих Правил, а величина пробного давления должна приниматься в соответствии с пунктом 222 настоящих Правил.

244. Для проведения гидравлического испытания трубопроводов, расположенных на высоте выше 3 м, должны устраиваться смотровые площадки или другие приспособления, обеспечивающие возможность безопасного осмотра трубопровода.

245. При контроле качества соединительного сварного стыка трубопровода с действующей магистралью (если между ними имеется только одна отключающая задвижка, а также при контроле не более двух соединений,

выполненных при ремонте) гидравлическое испытание может быть заменено проверкой сварного соединения двумя видами контроля – радиографическим и ультразвуковым.

246. Если при освидетельствовании будут выявлены дефекты, снижающие прочность трубопровода, то его эксплуатация может быть разрешена при пониженных параметрах (давлении и температуре) по результатам проведенного технического освидетельствования. Возможность эксплуатации трубопровода при пониженных параметрах должна быть подтверждена расчетом на прочность, выполненным проектной организацией или экспертной организацией.

247. В случае выявления комиссией по техническому освидетельствованию или лицом, проводившим техническое освидетельствование трубопровода дефектов трубопровода, причины и последствия которых установить не представляется возможным, администрация эксплуатирующей организации должна провести исследования для выяснения причин появления выявленных дефектов.

248. Дата проведения очередного технического освидетельствования трубопровода устанавливается администрацией эксплуатирующей организации не реже периодичности, указанной в пункте 236 настоящих Правил. При необходимости привлечения специалистов сторонних организаций эксплуатирующая организация обязана заблаговременно уведомить их о дате проведения технического освидетельствования. Эксплуатация трубопровода должна быть прекращена не позднее срока очередного технического освидетельствования, указанного в паспорте на трубопровод.

Результаты технического освидетельствования должны быть отражены в акте технического освидетельствования с приложением к нему протоколов испытаний давлением.

На основании указанного акта эксплуатирующей организацией принимается решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации и сроке очередного технического освидетельствования, а в паспорт

трубопровода вносятся соответствующие записи. Запись делается комиссией по техническому освидетельствованию и подписывается членами комиссии.

При проведении внеочередного технического освидетельствования в паспорте трубопровода должна быть указана причина, вызвавшая необходимость в таком освидетельствовании.

Если при освидетельствовании проводились дополнительные испытания и исследования, то в паспорте трубопровода должны быть записаны виды и результаты этих испытаний и исследований с указанием мест отбора образцов или участков, подвергнутых испытаниям, а также причины, вызвавшие необходимость проведения дополнительных испытаний.

Если при техническом освидетельствовании трубопровода окажется, что он находится в аварийном состоянии или имеет серьезные дефекты, вызывающие сомнение в его прочности, то дальнейшая эксплуатация трубопровода должна быть прекращена, а в паспорте сделана запись с указанием причин прекращения эксплуатации.

249. По истечении расчетного срока службы (расчетного ресурса) трубопровод должен пройти техническое освидетельствование по методике, согласованной с эксплуатирующей организацией, или демонтирован. Техническое освидетельствование должно выполняться специалистами, аттестованными по неразрушающему контролю.

250. Если по условиям производства не представляется возможным предъявить трубопровод для технического освидетельствования в назначенный срок, руководство эксплуатирующей организации обязано провести его досрочно.

Срок проведения технического освидетельствования трубопроводов может быть продлен организационно-распорядительным актом эксплуатирующей организации, но не более чем на три месяца с учетом технического состояния трубопровода по результатам предыдущего технического освидетельствования.

251. Если при анализе дефектов, выявленных при техническом освидетельствовании трубопроводов, будет установлено, что их возникновение связано с режимом эксплуатации трубопроводов в данной эксплуатирующей организации или свойственно трубопроводам данной конструкции, администрация эксплуатирующей организации должна провести внеочередное техническое освидетельствование всех установленных в данной организации трубопроводов, эксплуатация которых проводилась по одинаковому режиму или, соответственно, всех трубопроводов данной конструкции.

252. После первичного технического освидетельствования должна осуществляться оценка соответствия трубопровода в форме регистрации в соответствии с требованиями федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, устанавливающих правила оценки соответствия продукции, связанной с обеспечением безопасности в области использования атомной энергии.

Трубопроводы, зарегистрированные до вступления в силу настоящих Правил, перерегистрации не подлежат.

VI. Эксплуатация

Организация эксплуатации

253. В целях обеспечения содержания трубопроводов пара и горячей воды в исправном состоянии и обеспечения безопасных условий их работы администрация эксплуатирующей организации обязана:

1) назначить организационно-распорядительным актом из числа специалистов, прошедших в установленном в эксплуатирующей организации порядке обучение и проверку знаний настоящих Правил, лицо (группу лиц) по надзору (контролю); количество лиц по надзору (контролю) должно определяться исходя из расчета времени, необходимого для своевременного и качественного выполнения обязанностей, возложенных на указанных лиц должностной инструкцией;

2) назначить организационно-распорядительным актом из числа инженерно-технических работников, прошедших проверку знаний настоящих

Правил в порядке, установленном эксплуатирующей организацией, лицо, ответственное за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов (допускается назначать лицо, ответственное за исправное состояние трубопроводов, и лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию трубопроводов);

3) обеспечить инженерно-технических работников необходимыми документами по безопасной эксплуатации трубопроводов;

4) назначить необходимое количество обученного обслуживающего персонала из лиц, имеющих удостоверения на право обслуживания трубопроводов;

5) разработать и утвердить инструкцию для персонала, обслуживающего трубопроводы; инструкция должна быть выдана под роспись обслуживающему персоналу и вывешена на рабочих местах;

6) установить порядок, при котором персонал, на который возложены обязанности по обслуживанию трубопроводов, вел бы тщательное наблюдение за порученным ему трубопроводом путем осмотра, проверки исправности действия арматуры, КИП, предохранительных и блокировочных устройств; результаты осмотра и проверки должны записываться в сменный (оперативный) журнал;

7) организовать периодическую проверку знаний персонала (порядок и периодичность проверки знаний персонала установлены в пункте 258 настоящих Правил);

8) обеспечить выполнение инженерно-техническими работниками настоящих Правил, норм и инструкций, а обслуживающим персоналом – инструкций в соответствии с НД;

9) установить порядок и обеспечить периодичность проверки знания руководящими и инженерно-техническими работниками правил, норм и инструкций по охране труда;

10) обеспечить проведение технических освидетельствований, диагностики трубопроводов.

254. Контроль за исправным состоянием и безопасной эксплуатацией трубопроводов организации (цеха, участка) возлагается организационно-распорядительным актом руководителя эксплуатирующей организации на работника, которому подчинен персонал, обслуживающий трубопроводы. Номер и дата акта о назначении ответственного лица должны быть записаны в паспорте трубопровода.

На время отпуска, командировок, болезни или в других случаях отсутствия ответственного лица выполнение его обязанностей должно быть возложено организационно-распорядительным актом на другого работника, прошедшего проверку знаний настоящих Правил. Запись об этом в паспорте трубопровода не делается.

Обслуживание

255. К обслуживанию трубопроводов могут быть допущены лица не моложе 18 лет, не имеющие медицинских противопоказаний, прошедшие обучение по соответствующей программе и аттестованные в порядке, установленном эксплуатирующей организацией.

256. Подготовка персонала, обслуживающего трубопроводы, должна проводиться в учебных центрах, а также на специальных курсах в организациях (включая организацию-владельца трубопровода), если они имеют необходимые условия для подготовки.

Проверка знаний проводится комиссией эксплуатирующей организации, состав комиссии определяется организационно-распорядительным актом по этой организации.

Самостоятельная подготовка персонала не допускается.

Проверка знаний и оформление результатов проверки знаний должны проводиться в порядке, установленном эксплуатирующей организацией.

257. Результаты экзаменов и периодической проверки знаний обслуживающего персонала должны оформляться протоколом за подписью председателя комиссии и ее членов. Процедура оформления результатов проверки знаний определяется эксплуатирующей организацией.

Номер протокола и результаты проверки знаний заносятся в квалификационные удостоверения за подписью председателя комиссии.

Формы удостоверений устанавливаются эксплуатирующей организацией.

258. Периодическая проверка знаний должна проводиться в порядке, установленном эксплуатирующей организацией:

1) для персонала, обслуживающего трубопроводы, – не реже одного раза в 12 месяцев;

2) для руководителей и остальных специалистов, занятых эксплуатацией трубопроводов (в том числе проектированием, изготовлением, монтажом, испытаниями трубопроводов), – не реже одного раза в 3 года.

Внеочередная проверка знаний должна проводиться:

1) при переходе сотрудника из одной организации в другую;

2) при перерыве в работе сотрудника более 6 месяцев;

3) по решению администрации эксплуатирующей организации или по требованию лица по надзору (контролю);

4) при аварии на трубопроводе.

При внесении изменений в инструкцию по эксплуатации трубопровода персонал должен ознакомиться с инструкцией и изменениями к ней и расписаться на листах ознакомления.

При перерыве в работе по специальности более 6 месяцев персонал, обслуживающий трубопроводы, должен перед проверкой знаний пройти стажировку для восстановления практических навыков.

259. Допуск персонала к самостоятельному обслуживанию трубопроводов оформляется приказом по эксплуатирующей организации.

260. Эксплуатирующей организацией должна быть разработана и утверждена инструкция по эксплуатации трубопроводов. Для трубопроводов, входящих в состав технологических систем, разрабатывается инструкция по эксплуатации в целом на систему, с учетом требований настоящих Правил. Инструкция должна находиться на рабочих местах и обслуживающий персонал должен быть ознакомлен с ней под роспись.

Технологические схемы трубопроводов и оборудования должны быть выданы на рабочие места.

261. Для предотвращения аварий паропроводов, работающих при температуре, вызывающей ползучесть металла, эксплуатирующая организация обязана установить систематическое наблюдение за ростом остаточных деформаций. Это требование относится к паропроводам из углеродистой и молибденовой стали, работающим при температуре пара 450 °С и выше, из хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей при температуре пара 500 °С и выше и из высоколегированных теплоустойчивых сталей при температуре пара 550 °С и выше.

Наблюдения, контрольные замеры и вырезки должны производиться на основании инструкции, согласованной с эксплуатирующей организацией.

262. На ОИАЭ должна быть разработана и выполняться программа эксплуатационного контроля металла трубопроводов в процессе их эксплуатации.

Продление назначенного срока службы трубопроводов

263. Назначенный срок службы трубопроводов может быть продлен на основании решения эксплуатирующей организации, согласованного с проектной организацией, головной материаловедческой организацией и специализированной организацией, привлекаемой к работам по обоснованию возможности дальнейшей эксплуатации трубопроводов.

К решению должны быть приложены результаты технического освидетельствования (включая результаты технического диагностирования) трубопровода, оценка его остаточного ресурса, расчеты на надежность и прочность, подтверждающие возможность продления назначенного срока службы трубопровода, а также акты, подтверждающие возможность выполнения трубопроводом своих функций в течение продлеваемого срока службы с обеспечением всех требований по безопасности, акты обследования состояния металла и программы эксплуатационного контроля металла, разработанные на дополнительный срок службы.

VII. Окраска и надписи на трубопроводах

264. В зависимости от назначения трубопровода и параметров среды поверхность трубопровода должна быть окрашена в соответствующий цвет и иметь маркировочные надписи.

Окраска, условные обозначения, размеры букв и расположение надписей должны соответствовать приложению № 7 настоящих Правил.

265. Число надписей на одном и том же трубопроводе не нормируется. Надписи должны быть видимы с мест управления вентилями и задвижками. В местах выхода и входа трубопроводов в другое помещение надписи обязательны.

266. При покрытии поверхности изоляции трубопровода металлической обшивкой (листами алюминия, оцинкованного железа и другими коррозионно-стойкими металлами) окраска обшивки может не проводиться. В этом случае, в зависимости от транспортируемой среды, должны наноситься соответствующие условные обозначения.

267. На вентили, задвижки и приводы к ним должны наноситься надписи следующего содержания:

1) номер или условное обозначение запорного или регулирующего органа, соответствующие эксплуатационным схемам и инструкциям;

2) указатель направления вращения в сторону закрытия (З) и в сторону открытия (О).

268. Надписи на арматуре и приводах делаются в следующих местах:

1) при расположении штурвала вблизи корпуса вентиля (задвижки) – на корпусе изоляции вентиля (задвижки) или на прикрепленной табличке;

2) при дистанционном управлении с помощью штурвала – на колонке или кронштейне штурвала;

3) при дистанционном управлении с помощью цепи – на табличке, неподвижно соединенной с кронштейном цепного колеса и закрепленной в положении, обеспечивающем наилучшую видимость с площадки управления;

4) при дистанционном управлении вентилем или задвижкой, расположенными под полом площадки обслуживания, с помощью съемного штурвала (конец вала утоплен в полу и закрыт крышкой) – на крышке с внутренней и внешней сторон;

5) при дистанционном управлении с помощью электропривода – у пускового включателя.

При дистанционном управлении должны быть нанесены надписи на маховики управляемой арматуры.

Допускается использование маркировочных табличек, расположенных непосредственно на арматуре.

269. На каждый трубопровод после его регистрации на специальные таблички форматом не менее 400 х 300 мм должны быть нанесены следующие данные:

1) регистрационный номер трубопровода;

2) разрешенное давление среды;

3) разрешенная температура среды;

4) дата (месяц и год) следующего технического освидетельствования.

На каждом трубопроводе должно быть не менее трех табличек, которые должны устанавливаться по концам и в середине трубопровода. Если один и тот же трубопровод размещается в нескольких помещениях, табличка должна быть на трубопроводе в каждом помещении.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 1
к федеральным нормам и правилам
в области использования атомной энергии
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводов пара
и горячей воды для объектов
использования атомной энергии»,
утвержденным приказом Федеральной
службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от «2» марта 2018 г. № 94

Термины и определения

Включение – обобщенное наименование пор, шлаковых и вольфрамовых включений.

Внешний контур скопления – контур, ограниченный внешними краями включений, входящих в скопление, и касательными линиями, соединяющими указанные края.

Группа включений – два или несколько включений, минимальное расстояние между краями которых менее максимальной ширины хотя бы одного из двух рассматриваемых соседних включений; при этом внешний контур группы включений ограничивается внешними краями включений, входящих в рассматриваемую группу, и касательными линиями, соединяющими указанные края; при оценке качества сварных соединений группа включений рассматривается как одно сплошное включение.

Одиночное включение – включение, минимальное расстояние от края которого до края любого другого соседнего включения не менее трехкратной максимальной ширины каждого из двух рассматриваемых включений, но не менее трехкратного максимального размера включения с меньшим значением этого показателя (из двух рассматриваемых).

Одиночное скопление – скопление, минимальное расстояние от внешнего контура которого до внешнего контура любого другого соседнего

скопления или включения не менее трехкратной максимальной ширины каждого из двух рассматриваемых скоплений (или скопления и включения), но не менее трехкратного максимального размера скопления (включения) с меньшим значением этого показателя (из двух рассматриваемых).

Скопление – два или несколько включений, минимальное расстояние между краями которых менее установленных для одиночных включений, но не менее максимальной ширины каждого из любых двух рассматриваемых соседних включений.

Суммарная приведенная площадь включений и скоплений – сумма приведенных площадей отдельных одиночных включений и скоплений.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 2
к федеральным нормам и правилам
в области использования атомной энергии
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводов пара
и горячей воды для объектов
использования атомной энергии»,
утвержденным приказом Федеральной
службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от «2» марта 2018 г. № 94

Виды однотипных и контрольных сварных соединений

Однотипные сварные соединения – группа сварных соединений, имеющих следующие общие признаки:

1) способ сварки;

2) марка (сочетание марок) основного металла; в одну группу допускается объединять сварные соединения деталей из сталей различных марок, для сварки которых, согласно технологии, предусмотрено применение сварочных материалов одних и тех же марок (сочетаний марок);

3) марка (сочетание марок) сварочных материалов; в одну группу допускается объединять сварные соединения, выполненные с применением различных сварочных материалов, марки которых (сочетание марок) могут использоваться для сварки деталей из одной и той же стали; электроды должны иметь одинаковый вид покрытия (основной, рутиловый, целлюлозный, кислый);

4) номинальная толщина свариваемых деталей в зоне сварки; в одну группу допускается объединять соединения с номинальной толщиной деталей в зоне сварки в пределах одного из следующих диапазонов*:

до 3 мм включительно;

---

* Для угловых, тавровых и нахлесточных соединений указанные диапазоны относятся к привариваемым деталям; толщину основных деталей разрешается не учитывать.

выше 3 до 10 мм включительно;

выше 10 до 50 мм включительно;

выше 50 мм;

5) радиус кривизны деталей в зоне сварки; в одну группу допускается объединять сварные соединения деталей с радиусом кривизны в зоне сварки в пределах одного из следующих диапазонов (для труб – половина наружного номинального диаметра)**:

до 12,5 мм включительно;

выше 12,5 до 50 мм включительно;

выше 50 до 250 мм включительно;

выше 250 мм;

6) вид сварного соединения (стыковое, угловое, тавровое, нахлесточное); в одну группу могут быть объединены угловые, тавровые и нахлесточные соединения;

7) форма подготовки кромок; в одну группу допускается объединять сварные соединения с одной из следующих форм подготовки кромок:

с односторонней разделкой кромок при угле их скоса более 8°;

с односторонней разделкой кромок при угле их скоса до 8° включительно (узкая разделка);

с двусторонней разделкой кромок;

без разделки кромок;

8) способ сварки корневого слоя: на остающейся подкладке (подкладном кольце), на расплавляемой подкладке, без подкладки (свободное формирование обратного валика), с подваркой корня шва;

9) термический режим сварки: с предварительным и сопутствующим подогревом, без подогрева, с послойным охлаждением;

10) режим термической обработки сварного соединения.

** Для угловых, тавровых и нахлесточных сварных соединений указанные диапазоны относятся к привариваемым деталям; радиусы кривизны основных деталей допускается не учитывать.

Контрольные сварные соединения должны быть идентичны контролируемым производственным сварным соединениям (по маркам стали, толщине листа или размерам труб, форме разделки кромок, методу сварки, сварочным материалам, положению шва, режимам и температуре подогрева, термообработке) и выполнены тем же сварщиком и на том же сварочном оборудовании одновременно с контролируемым производственным соединением.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 3
к федеральным нормам и правилам
в области использования атомной энергии
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводов пара
и горячей воды для объектов
использования атомной энергии»,
утвержденным приказом Федеральной
службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от «2» марта 2018 г. № 94

Нормы оценки качества сварных соединений

1. Общие положения

1.1. Настоящие нормы оценки качества сварных соединений устанавливают требования к оценке качества сварных соединений, работающих под давлением и выполненных дуговой, электрошлаковой, электронно-лучевой и газовой сваркой, при визуальном, измерительном, капиллярном, магнитопорошковом, радиографическом и ультразвуковом контроле, а также при механических испытаниях и при металлографическом исследовании.

Нормы оценки качества сварных соединений при изготовлении и монтаже трубопроводов для ОИАЭ должны быть разработаны на основе требований и указаний настоящих норм и приведены в ПКД по контролю сварных соединений.

При изготовлении и монтаже трубопроводов для сварных соединений, выполненных другими способами сварки, и сварных соединений, не работающих под давлением, а также для контроля сварных соединений не указанными выше методами нормы оценки качества устанавливаются в ПКД.

1.2. Нормы оценки качества сварного соединения принимают по следующим размерным показателям сварного соединения:

1) по номинальной толщине сваренных деталей – для стыковых сварных соединений деталей одинаковой толщины (при предварительной обработке концов деталей путем расточки, раздачи, калибровки или обжатия – по номинальной толщине сваренных деталей в зоне обработки);

2) по номинальной толщине более тонкой детали – для стыковых сварных соединений деталей различной номинальной толщины (при предварительной обработке конца более тонкой детали – по ее номинальной толщине в зоне обработки);

3) по расчетной высоте углового шва – для угловых, тавровых и нахлесточных сварных соединений (для угловых и тавровых сварных соединений с полным проплавлением за размерный показатель допускается принимать номинальную толщину более тонкой детали);

4) по удвоенной номинальной толщине более тонкой детали (из двух сваренных) – для торцевых сварных соединений (кроме соединений вварки труб в трубные доски);

5) по номинальной толщине стенки труб – для сварных соединений вварки труб в трубные доски.

При радиографическом контроле сварных соединений через две стенки нормы оценки качества следует принимать по тому же размерному показателю, что и при контроле через одну стенку по номинальной толщине одной стенки.

1.3. Протяженность (длина, периметр) сварных соединений определяется по наружной поверхности сваренных деталей у краев шва (для соединений штуцеров, а также угловых и тавровых соединений – по наружной поверхности привариваемой детали у края углового шва).

1.4. Число и суммарная приведенная площадь одиночных включений и скоплений, выявленных применяемыми методами неразрушающего контроля, не должны превышать значений, указанных в настоящих нормах, на любом участке сварного соединения протяженностью 100 мм.

Для сварных соединений протяженностью менее 100 мм нормы по числу и суммарной приведенной площади одиночных включений и скоплений

уменьшают пропорционально уменьшению протяженности контролируемого соединения. Если при этом получается дробная величина, то она округляется до ближайшего целого числа.

2. Визуальный и измерительный контроль

2.1. При визуальном и измерительном контроле сварных соединений не допускаются:

1) трещины всех видов и направлений;

2) непровары (несплавления) между основным металлом и швом, а также между валиками шва;

3) непровары в корне шва (кроме случаев, оговоренных в НД);

4) наплывы (натеки) и брызги металла;

5) незаваренные кратеры;

6) свищи;

7) прожоги;

8) скопления;

9) подрезы (кроме случаев, оговоренных в НД);

10) отклонения размеров шва сверх установленных норм.

2.2. Нормы допустимых дефектов, выявленных при визуальном и измерительном контроле, приведены в таблице № 1 настоящего приложения.

Таблица № 1

Нормы поверхностных дефектов в сварных соединениях

Дефект	**Допустимый максимальный размер, мм**	**Число дефектов**
Выпуклость стыкового шва с наружной стороны	Устанавливается НД или конструкторской документацией в зависимости от вида сварки и типа соединения	–
Западания (углубления) между валиками и чешуйчатость поверхности шва	0,12 РП + 0,6, но не более 2	–
Одиночные включения	0,12 РП + 0,2, но не более 2,5	При РП от 2 до 10 – 0,2 РП + 3

Дефект	Допустимый максимальный размер, мм	Число дефектов
		При РП свыше 10 до 20 – 0,1 РП + 4 При РП свыше 20 – 0,05 РП + 5, но не более 8
Выпуклость корня шва при односторонней сварке труб без подкладных колец	1,5 при $D_{вн}$ до 25 включительно 2,0 при $D_{вн}$ свыше 25 до 150 включительно 2,5 при $D_{вн}$ свыше150	–
Вогнутость корня шва при односторонней сварке труб без подкладных колец	0,12 РП + 0,4, но не более 1,6	–

3. Капиллярный контроль

3.1. При контроле сварного соединения по индикаторным следам не допускаются удлиненные и неодиночные индикаторные следы. Количество одиночных округлых индикаторных следов не должно превышать норм, установленных в таблице № 1 настоящего приложения для одиночных включений, а наибольший размер каждого индикаторного следа не должен превышать трехкратных значений этих норм.

3.2. Выявленные при контроле согласно пункту 3.1 настоящего приложения несплошности допускается оценивать по их фактическим показателям после удаления реактива. При этом следует руководствоваться требованиями пункта 2.1 и таблицей № 1 настоящего приложения. Результаты этой оценки являются окончательными.

4. Магнитопорошковый контроль

4.1. Нормы оценки качества при магнитопорошковом контроле должны соответствовать нормам для визуального контроля (пункт 2.1 и таблица № 1 настоящего приложения).

4.2. Выявленные при контроле по пункту 4.1 настоящего приложения несплошности допускается оценивать по их фактическому размеру после удаления эмульсии или порошка. Результаты этой оценки являются окончательными.

5. Радиографический контроль

5.1. Качество сварных соединений считается удовлетворительным, если на радиографическом снимке не будут зафиксированы трещины, непровары, прожоги, свищи, недопустимые выпуклость и вогнутость корня шва, а размер, количество и суммарная приведенная площадь одиночных включений и скоплений не будут превышать норм, приведенных в таблице № 1 настоящего приложения.

Требуемый уровень чувствительности снимка устанавливается ПКД.

6. Ультразвуковой контроль

6.1. Качество сварных соединений считается удовлетворительным при соблюдении следующих условий:

1) выявленные несплошности не являются протяженными (условная протяженность несплошности не должна превышать условную протяженность соответствующего эталонного отражателя);

2) расстояние по поверхности сканирования между двумя соседними несплошностями должно быть не менее условной протяженности несплошности с большим значением этого показателя (несплошности являются одиночными);

3) эквивалентные площади и количество одиночных несплошностей при контроле трубопроводов для ОИАЭ не должны превышать норм, установленных в НД.

7. Механические испытания

7.1. Качество сварных соединений по результатам механических испытаний считается удовлетворительным при условии выполнения следующих требований:

1) временное сопротивление должно быть не ниже минимально допустимого для основного металла, а при испытании сварных соединений элементов с разными нормативными значениями временного сопротивления этот показатель должен быть не ниже минимально допустимого для менее прочного основного металла;

2) угол изгиба при испытании на статический изгиб и просвет между сжимающими поверхностями при испытании на сплющивание сварных стыков

труб наружным диаметром менее 108 мм с толщиной стенки менее 12 мм должны соответствовать требованиям таблицы № 2 настоящего приложения;

3) ударная вязкость при испытании на ударный изгиб образцов типа VI по государственному стандарту с надрезом по шву должна быть не менее:

49 Дж/см^2 (5 кгс·м/см^2) – для сварных соединений элементов из сталей перлитного класса и высоколегированных сталей мартенситно-ферритного класса;

69 Дж/см^2 (7 кгс·м/см^2) – для сварных соединений элементов из хромоникелевых сталей аустенитного класса.

Таблица № 2

Требования к результатам испытания сварных соединений на изгиб и сплющивание

Тип (класс) стали сваренных деталей	**Номинальная толщина сваренных деталей *S*, мм**	**Угол изгиба при испытании на изгиб, градус, не менее**	**Просвет между сжимающими поверхностями при испытании на сплющивание, не более**
Углеродистые	До 20 включительно Выше 20	100 (70)* 80	4*S* -
Марганцевые и кремнемарганцевые	До 20 включительно Выше 20	80 (50) 60	5*S* -
Марганцевоникельмолибденовые, хромомолибденовые и хромомолибденованадиевые перлитного класса и высоколегированные хромистые мартенситно-ферритного класса	До 20 включительно Выше 20	50 40	6*S* -
Хромоникелевые аустенитного класса	До 20 включительно Выше 20	150 120	4*S* -

* В скобках указаны значения угла изгиба для сварных соединений, выполненных газовой сваркой.

8. Металлографические исследования

Нормы оценки качества сварных соединений по результатам металлографических исследований должны соответствовать требованиям НД.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 4
к федеральным нормам и правилам
в области использования атомной энергии
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводов пара
и горячей воды для объектов
использования атомной энергии»,
утвержденным приказом Федеральной
службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от «2» марта 2018 г. № 94

Требования к содержанию паспорта трубопровода

Паспорт трубопровода должен включать в себя следующую информацию (объем сведений формирует организация-изготовитель в зависимости от типа трубопровода):

наименование и адрес организации-изготовителя;

назначение;

дату изготовления (производства);

рабочую среду;

рабочие параметры рабочей среды: давление, МПа, температуру, °С;

назначенный срок службы;

расчетный ресурс;

расчетное количество пусков;

схемы, чертежи, протоколы испытаний, свидетельства о приемке и другие документы на изготовление (производство) и монтаж трубопровода.

ПРИЛОЖЕНИЕ № 5
к федеральным нормам и правилам
в области использования атомной энергии
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводов пара
и горячей воды для объектов
использования атомной энергии»,
утвержденным приказом Федеральной
службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от «9» марта 2018 г. № 94

Материалы, применяемые для изготовления трубопроводов пара и горячей воды, работающих под давлением

Таблица № 1

Листовая сталь

Марка стали	Предельные параметры			Обязательные механические испытания						Контроль		
	S, мм	P, МПа	t, °C	$\sigma_в$	$\sigma_т$	δ	ψ	КС	КСА	на изгиб	макро-структуры	Дефек-тоскопия
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ст3пс3 Ст3сп3 Ст3Гпс3 Ст3пс4 Ст3сп5 Ст3Гпс4	12	1,6	200	+	+	+	-	+	+	+	-	-
20	12	1,6	300	+	+	+	-	+	+	+	-	-
15К, 16К, 18К, 20К	Не ограничено	Не ограничено	450	+	+	+	+	+	+	+	+	+
22К	То же	То же	350	+	+	+	+	+	+	+	+	+
15ГС	"	"	450	+	+	+	+	+	+	+	+	+

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
17ГС, 17Г1С	"	"	350	+	+	+	+	+	+	+	+	+
14ХГС	25	"	350	+	+	+	+	+	+	+	+	+
16ГС, 09Г2С, 10Г2С1	Не ограничено	"	450	+	+	+	+	+	+	+	+	+
12МХ	"	"	530	+	+	+	+	+	-	+	+	+
12ХМ	"	"	540	+	+	+	+	+	-	+	+	+
10Х2М	"	"	570	+	+	+	+	+	-	+	+	+
12Х1МФ	"	"	570	+	+	+	+	+	-	+	+	+
15Х1М1Ф	"	"	575	+	+	+	+	+	-	+	+	+
08Х18Н10Т 12Х18Н9Т 12Х18Н10Т	"	"	600	+	+	+	+	-	-	+	+	+

Таблица № 2

Бесшовные трубы

Марка стали	Предельные параметры применения		Контролируемые (сдаточные) характеристики										Гарантируемые характеристики	
			Механические свойства					Технологические испытания	Дефектоскопия	Макроструктура	Микроструктура	Неметаллические включения		
	t, °С	P, МПа	$\sigma_в$	$\sigma_{0,2}$	δ	ψ	КС						$t\sigma_{0,2}$	$\sigma_{дп}$
1	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10, 20	300	1,6	+	+	+	-	-	+	-	+	-	-	-	-
10, 20	425	6,4	+	+	+	+	+	+	-	+	-	-	-	-
20	425	5,0	+	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-
20, 20-ПВ	450	не ограничено	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
10Г2	350	5,0	+	+	+	-	-	+	-	+	-	-	-	-
09Г2С	435	5,0	+	+	+	-	+	+	+	+	-	-	-	-
15ГС	450	не ограничено	+	+	+	+	+	-	+	+	+	-	+	-
			+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
16ГС	450	не ограничено	+	+	+	+	+	-	+	+	-	+	+	-
15ХМ	550	не ограничено	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
12Х1МФ, 12Х1МФ-ПВ	570	не ограничено	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
15Х1М1Ф	575	не ограничено	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
			+	+	+	+	+	-	+	+	+	-	+	+
			+	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+	+
10Х9МФБ-Ш		не ограничено	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+

Таблица № 3

Сварные трубы

Марка стали	Предельные параметры применения		Контролируемые (сдаточные) характеристики												Гарантируемая характеристика $t\sigma_{0,2}$
			Механические свойства							Дефектоскопия		Гидравлические испытания	Технологические испытания	Микроструктура сварного соединения	
			Основной металл				Сварное соединение								
	t, °С	P, МПа	$\sigma_в$	$\sigma_{0,2}$	δ	КС	$\sigma_в$	КС	статический изгиб	основного металла	сварного соединения				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3.1. Прямошовные трубы															
Ст3сп	115	1,0	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	-	-	-
	300	1,6	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+	+	-	-
	300	2,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+
10, 20	300	1,6	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+	+	-	-
20	350	2,5	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-
	350	2,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+
09Г2С	350	2,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+
16ГС	350	2,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+
17ГС	300	1,6	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-
	350	2,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+
17Г1С	300	1,6	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-
	425	2,5	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-
	350	2,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+
17Г1С-У	300	1,6	+	+	+	+	+	-	-	-	-	+	-	-	-
	425	2,5	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-
	350	2,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	+
06ГФАА	115	1,0	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-
3.2. Трубы со спиральным швом															
Ст3сп	300	2,5	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	-	-	-
20	350	2,5	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+	+
	350	2,5	+	+	+	+	+	+	-	+	+	+	-	-	-

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
17ГС 17Г1С 17Г1С-У	350	2,5	+	+	+	+	+	+	-	-	+	+	-	-	-
			+	+	+	+	+	+	+	-	+	+	-	-	-
06ГФАА	115	1,0	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	-	-

Таблица № 4

Стальные поковки

Марка стали	Предельные параметры		Обязательные испытания						Контроль	
									Макро-структу-ра	Дефек-тоскопия
	t, °С	P, МПа	Механические испытания							
			$\sigma_в$	$\sigma_т$	δ	ψ	КС	Н		
Ст2сп3 Ст3сп3	200	1,6	+	+	+	-	+	+	-	-
15, 20, 25	450	6,4	+	+	+	+	+	+	-	-
20	450	Не ограничено	+	+	+	+	+	+	+	+
10Г2, 10Г2С	450	То же	+	+	+	+	+	+	-	+
22К	350	"	+	+	+	+	+	+	+	+
15ГС, 16ГС	450	"	+	+	+	+	+	+	+	+
16ГНМА	350	"	+	+	+	+	+	+	+	+
12МХ	530	"	+	+	+	+	+	+	-	+
15ХМ	550	"	+	+	+	+	+	+	-	+
12Х1МФ	570	"	+	+	+	+	+	+	+	+
15Х1М1Ф	575	"	+	+	+	+	+	+	+	+

Таблица № 5

Стальные отливки

Марка стали	Предельные параметры		Обязательные испытания						Дефектоскопия
	t, °С	Р, МПа	Механические испытания						
			$\sigma_в$	$\sigma_т$	δ	ψ	КС	Н	
15Л, 20Л, 25Л, 30Л, 35Л	300	5	+	+	+	-	-	-	-
20Л, 25Л, 30Л, 35Л	350	Не ограничено	+	+	+	+	+	-	+
25Л	425	То же	+	+	+	+	+	+	+
20ГСЛ	450	"	+	+	+	+	+	+	+
20ХМЛ	520	"	+	+	+	+	+	+	+
20ХМФЛ	540	"	+	+	+	+	+	+	+
15Х1М1ФЛ	570	"	+	+	+	+	+	+	+
12Х18Н9ТЛ	610	"	+	+	+	+	+	-	+
12Х18Н12М3ТЛ	610	"	+	+	+	+	+	-	+

Таблица № 6

Крепеж

Марка стали и сплавы	Предельные параметры рабочей среды				Обязательные испытания						Макро-структура
	шпильки и болты		гайки		Механические испытания (шпилек и болтов)						
	t, °С	Р, МПа	t, °С	Р, МПа	$\sigma_в$	$\sigma_т$	Δ	ψ	КС	Н	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Ст5сп2 Ст3сп3 Ст4сп3	200	2,5	350	2,5	+	+	+	-	-	-	-
Ст3сп6 Ст3сп5	350	1,6	350	2,5	+	+	+	-	+	-	-
Ст3сп3 Ст3кп3	-	-	350	2,5	-	-	-	-	-	+	-
10, 10кп	-	-	350	2,5	-	-	-	-	-	+	-
20	400	2,5	400	10	+	+	+	+	+	+	-
25	400	2,5	400	10	+	+	+	+	+	+	-
30, 35, 40	425	10	425	20	+	+	+	+	+	+	-
45	425	10	425	20	+	+	+	+	+	+	+
09Г2С	425	10	-	-	+	+	+	+	+	+	+
35Х, 40Х	425	20	450	20	+	+	+	+	+	+	+
30ХМА, 35ХМ	450	Не ограничено	510	Не ограничено	+	+	+	+	+	+	+
38ХН3МФА	350	То же	350	То же	+	+	+	+	+	+	+
25Х1МФ (ЭИ10)	510	"	540	"	+	+	+	+	+	+	+
20Х1МФ1ТР (ЭП182)	580	"	580	"	+	+	+	+	+	+	+
20Х1МФ1БР (ЭП44)	580	"	580	"	+	+	+	+	+	+	+
20Х13	450	"	510	"	+	+	+	+	+	+	+
13Х11Н2В2МФ (ЭИ961)	510	Не ограничено	540	Не ограничено	+	+	+	+	+	+	+
20Х12ВНМФ (ЭП428)	560	То же	560	То же	+	+	+	+	+	+	+
18Х12ВМБФР (ЭИ993)	560	"	560	"	+	+	+	+	+	+	+

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
08Х16Н13М2Б (ЭП680)	625	"	625	"	+	+	+	+	+	+	+
31Х19Н9МВБТ (ЭИ572)	625	Не ограничено	625	Не ограничено	+	+	+	+	+	+	+
12ХН35ВТ (ЭИ612)	650	"	650	"	+	+	+	+	+	+	+

Таблица № 7

Чугунные отливки

Марка чугуна	Наименование элемента	Предельные параметры			Обязательные испытания			
		Ду, мм	t, °С	Р, МПа	Механические испытания			
					$\sigma_в$	$\sigma_т$	δ	Н
Сч10 Сч15		80 300	130 200	3 0,8	+	-	-	+
Сч20, Сч25, Сч30, Сч35		100 200 300	300	3 1,3 0,8	+	-	-	+
Сч20, Сч25, Сч30, Сч35		600 1000	130	0,64 0,25	+	-	-	+
Кч33-8, Кч35-10, Кч37-12		200	300	1,6	+	-	+	+
Вч35, Вч40, Вч45		200 600	350 130	4 0,8	+	+	+	+

ПРИЛОЖЕНИЕ № 6
к федеральным нормам и правилам
в области использования атомной энергии
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводов пара
и горячей воды для объектов
использования атомной энергии»,
утвержденным приказом Федеральной
службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от «9» марта 2018 г. № 94

Подразделение материалов на типы и классы

№ п/п	Тип, класс стали или сплава	Марка стали или сплава
1.	Углеродистые	Ст2сп2, Ст2сп3, Ст3сп2, Ст3сп3, Ст3пс3, Ст3Гпс3, Ст3пс4, Ст3сп4, Ст3сп5, Ст3сп6, Ст3Гпс4, Ст4пс3, Ст4сп3, Ст5сп2*, 08, 10, 15, 20, 25, 30*, 35* 40*, 15К, 16К, 18К, 20К, 22К, 15Л, 20Л, 25Л, 30Л, 35Л
2.	Низколегированные марганцовистые и кремнемарганцовистые	10Г2, 15ГС, 16ГС, 17ГС, 17Г1С, 17Г1СУ, 09Г2С, 10Г2С1, 14ХГС
3.	Низколегированные хромистые	35Х*, 40Х*
4.	Низколегированные молибденовые, хромомолибденовые, хромомолибденованадиевые	12МХ, 12ХМ, 15ХМ, 10Х2М, 15Х1М1Ф, 12Х1МФ, 20ХМЛ, 20ХМФЛ, 15Х1МФЛ, 20Х1МФ*, 25Х1М1Ф1ТР*, 20Х1М2Ф1БР*
5.	Низколегированные хромоникельмолибденованадиевые	38ХН3МФА*
6.	Мартенситные хромистые	20Х13, 12Х11В2МФ*,13Х11М2В2МФ*, 20Х12ВНМФ*, 18Х12ВМВФР*
7.	Аустенитные хромоникелевые	08Х18Н10Т, 12Х18Н9Т, 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т, 12Х18Н9ТЛ, 12Х18Н12М3ТЛ*
8.	Сплавы на железоникелевой основе	12ХН35ВТ

* Материалы не подлежат сварке (детали крепежа).

ПРИЛОЖЕНИЕ № 7
к федеральным нормам и правилам
в области использования атомной энергии
«Правила устройства и безопасной
эксплуатации трубопроводов пара
и горячей воды для объектов
использования атомной энергии»,
утвержденным приказом Федеральной
службы по экологическому,
технологическому и атомному надзору
от «2» марта 2018 г. № 94

Окраска и надписи на трубопроводах

1. Опознавательная окраска и цифровое обозначение укрупненных групп трубопроводов должны соответствовать указанным в таблице № 1 настоящего приложения.

Таблица № 1

Транспортируемое вещество		**Цвета опознавательной окраски**
Обозначение группы	**Наименование**	
1	Вода	Зеленый
2	Пар	Красный

2. Опознавательную окраску трубопроводов следует выполнять сплошной по всей поверхности коммуникаций или отдельными участками.

Метод выполнения опознавательной окраски должен выбираться в зависимости от расположения трубопроводов, их длины, диаметра, числа располагаемых совместно линий, требований техники безопасности и производственной санитарии, условий освещенности и видимости

трубопроводов для обслуживающего персонала и общего архитектурного решения.

Окраска трубопроводов участками выполняется в цехах с большим числом и большой протяженностью коммуникаций, а также в случае, если по условиям работы из-за повышенных требований к цветопередаче и характеру архитектурного решения интерьера нежелательна концентрация ярких цветов.

3. При нанесении опознавательной окраски участками на трубопроводы, находящиеся внутри производственных помещений, остальная поверхность коммуникаций окрашивается в цвет стен, перегородок, потолков и прочих элементов интерьеров, на фоне которых находятся трубопроводы. При этом не допускается окрашивать трубопроводы между участками опознавательной окраской, принятой для обозначения других укрупненных групп веществ.

4. При нанесении опознавательной окраски участками на трубопроводы, находящиеся вне зданий, остальная поверхность коммуникаций окрашивается в цвета, способствующие уменьшению теплового воздействия солнечной радиации на трубопроводы.

5. При прокладке коммуникаций в непроходных каналах и при бесканальной прокладке коммуникаций участки опознавательной окраски на трубопроводах следует наносить в пределах камер и смотровых колодцев.

6. Участки опознавательной окраски должны наноситься с учетом местных условий в наиболее ответственных пунктах коммуникаций не реже чем через 10 м внутри производственных помещений, на наружных установках и через 30 – 60 м на наружных магистральных трассах.

7. Ширина участков опознавательной окраски должна приниматься в зависимости от наружного диаметра трубопроводов (с учетом изоляции):

для труб диаметром до 300 мм – не менее четырех диаметров;

для труб диаметром свыше 300 мм – не менее двух диаметров.

При большем числе параллельно расположенных коммуникаций участки опознавательной окраски на всех трубопроводах рекомендуется принимать одинаковой ширины и наносить их с одинаковыми интервалами.

При больших диаметрах трубопроводов участки опознавательной окраски допускается наносить в виде полос высотой не менее 1/4 окружности трубопровода.

Ширина полос должна соответствовать размерам, установленным для трубопроводов данного диаметра.

8. Для обозначения наиболее опасных по свойствам транспортируемых веществ на трубопроводы следует наносить предупреждающие цветные кольца.

Цвета опознавательной окраски для предупреждающих колец должны соответствовать указанным в таблице № 2 настоящего приложения.

Таблица № 2

Наименование сигнальных цветов	**Свойства транспортируемого вещества**
Красный	Легковоспламеняемость, огнеопасность и взрывоопасность
Желтый	Опасность или вредность (ядовитость, токсичность, способность вызывать удушье, термические или химические ожоги, высокое давление или глубокий вакуум)
Зеленый	Безопасность или нейтральность

Примечания.

1. При нанесении колец желтого цвета по опознавательной окраске трубопроводов газов и кислот кольца должны иметь черные каемки шириной не менее 10 мм.

2. При нанесении колец зеленого цвета по опознавательной окраске трубопроводов воды кольца должны иметь белые каемки шириной не менее 10 мм.

9. По степени опасности для жизни и здоровья людей или эксплуатации предприятия вещества, транспортируемые по трубопроводам, должны подразделяться на три группы, обозначаемые соответствующим количеством предупреждающих колец в соответствии с таблицей № 3 настоящего приложения.

Таблица № 3

Группа	**Количество предупреждающих колец**	**Транспортируемое вещество**	**Давление, МПа**	**Температура, °С**

1	Одно	Перегретый пар Горячая вода, насыщенный пар Перегретый и насыщенный пар, горячая вода	До 2,2 От 1,6 до 8,0 От 0,1 до 1,6	От 250 до 350 Св. 120 От 120 до 250
2	Два	Перегретый пар Горячая вода, насыщенный пар	До 3,9 От 8,0 до 18,4	От 350 до 450 Св. 120
3	Три	Перегретый пар	Независимо от давления	От 450 до 660
		Горячая вода, насыщенный пар	Св. 18,4	Св. 120

10. Ширина предупреждающих колец и расстояние между ними должны приниматься в зависимости от наружного диаметра трубопроводов в соответствии с рисунок 1 и таблицей № 4 настоящего приложения.

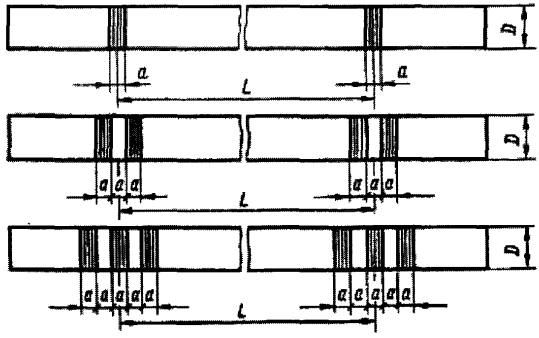

Рисунок 1. Ширина предупреждающих колец и расстояние между ними

Таблица № 4

Наружный диаметр (с изоляцией) *D*, мм	***L*, мм**	***A*, мм**
До 80	2000	40
От 81 до 160	3000	50
От 161 до 300	4000	70
Свыше 300	6000	100

11. При числе параллельно расположенных коммуникаций, большем пяти, предупреждающие кольца на всех трубопроводах следует принимать одинаковой ширины и наносить их с одинаковыми интервалами.

12. Для обозначения трубопроводов с особо опасным для здоровья и жизни людей или эксплуатации предприятия содержимым, а также при необходимости конкретизации вида опасности дополнительно к цветным предупреждающим кольцам должны применяться предупреждающие знаки.

13. Предупреждающими знаками должны обозначаться следующие вещества: ядовитые, огнеопасные, взрывоопасные, а также прочее опасное содержимое трубопроводов.

14. Предупреждающие знаки должны иметь форму треугольника. Изображения должны быть черного цвета на желтом фоне.

15. Изображение предупреждающих знаков должно приниматься в соответствии с таблицей № 5 и рисунок 2 настоящего приложения.

Таблица № 5

Варианты размеров	***a*, мм**
1	26
2	52
3	74
4	105
5	148

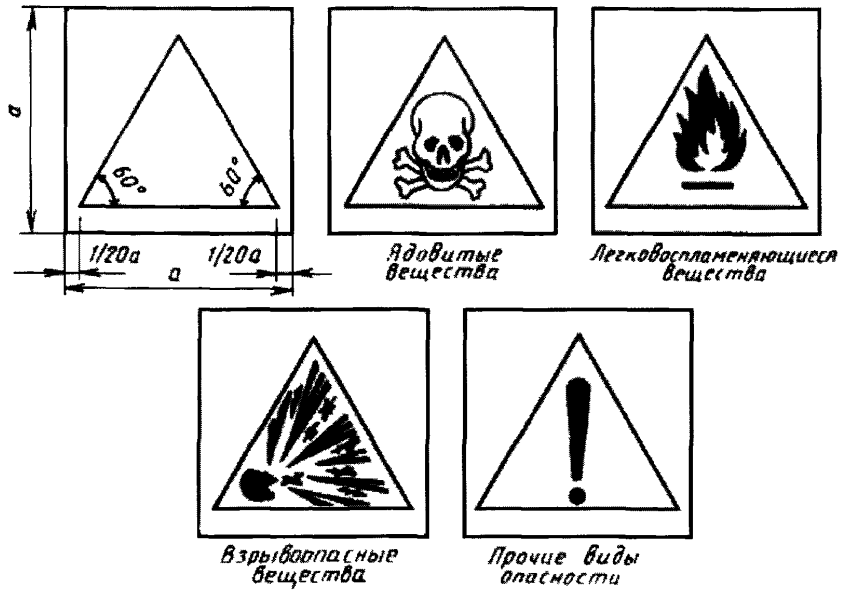

Рисунок 2. Изображения предупреждающих знаков

16. Допускается обозначение вида вещества посредством цифр в соответствии с таблицей № 6 настоящего приложения.

Таблица № 6

Обозначение вида вещества	**Транспортируемое вещество**
1	Вода
1.1	питьевая
1.2	техническая
1.3	горячая (водоснабжение)
1.4	горячая (отопление)
1.5	питательная
1.6	резерв
1.7	резерв
1.8	конденсат
1.9	прочие виды воды
1.0	отработанная, сточная
2	Пар
2.1	низкого давления (до 2 кгс/см)
2.2	насыщенный
2.3	перегретый
2.4	отопление
2.5	влажный (соковый)
2.6	отборный
2.7	резерв

Обозначение вида вещества	Транспортируемое вещество
2.8	вакуумный
2.9	прочие виды пара
2.0	отработанный

17. Высота маркировочных надписей на трубопроводах должна приниматься в зависимости от наружного диаметра трубопровода в соответствии с рисунок 3 и таблицей № 7 настоящего приложения.

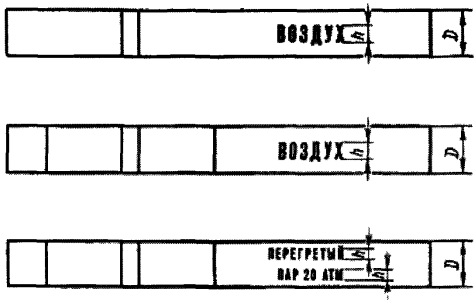

Рисунок 3. Высота маркировочных надписей на трубопроводах

Таблица № 7

Варианты размеров	Наружный диаметр *D* мм	Высота букв *h*	
		Одна строка	Две строки
1	До 30	19	-
2	От 81 до 160	32	19
3	От 161 до 220	50	25
4	От 221 до 300	63	32
5	Св. 300	90	50

18. Цвет маркировочных надписей и стрелок, указывающих направление потока, наносимых на трубопроводы, должен быть белым или черным с учетом обеспечения наибольшего контраста с основной окраской трубопроводов.

Цвет надписей при нанесении их на фоне опознавательной окраски принимают:

белым – на зеленом, красном и коричневом фоне;

черным – на синем, желтом, оранжевом, фиолетовом и сером фоне.

gost.e-ecolog.ru