Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.100.077-2009

ТРУБОПРОВОДЫ ТЭС УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2010-01-29

Издание официальное

Москва
2009

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила разработки и применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Построение, изложение, оформление и содержание стандарта организации выполнены с учетом ГОСТ Р 1.5-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН ОАО «Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского» и филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Институт Теплоэлектропроект»

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 21.12.2009 № 94/2

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2009

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Содержание

1		Область применения	1
2		Нормативные ссылки	1
3		Термины и определения	2
4		Обозначения и сокращения	4
5		Общие положения	5
6		Классификация трубопроводов	7
	6.1	Трубопроводы пара и горячей воды	7
	6.2	Технологические трубопроводы	9
	6.3	Трубопроводы природного газа	12
	6.4	Водородопроводы	12
7		Требования к конструкции трубопроводов	13
8		Требования к материалам и полуфабрикатам	18
9		Требования к устройству трубопроводов	26
	9.1	Размещение (прокладка) технологических трубопроводов и трубопроводов пара и горячей воды	26
	9.2	Прокладка газопроводов природного газа	34
	9.3	Прокладка водородопроводов и кислородопроводов	36
	9.4	Прокладка трубопроводов неорганических жидких кислот и щелочей	38
	9.5	Прокладка воздухопроводов и других трубопроводов компрессорных установок	39
	9.6	Прокладка мазутопроводов в котельных	40
	9.7	Компенсация температурных деформаций трубопроводов	41
	9.8	Устройства дренирования и продувок трубопроводов	42
	9.9	Опорно-подвесная система трубопроводов	46
	9.10	Тепловая изоляция	47
	9.11	Защита от коррозии	49
	9.12	Арматура, предохранительные устройства, КИП	50
10		Контроль качества основного металла и сварных соединений трубопроводов	55
11		Гидравлические испытания трубопроводов	58
12		Регистрация трубопроводов	62
13		Требования к рабочим чертежам технологических трубопроводов *(рекомендуемые)*	63
14		Изготовление и монтаж. Общие требования	66
15		Приемка в эксплуатацию	68
16		Ликвидация (утилизация) трубопроводных систем	70
		Библиография	71

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Трубопроводы ТЭС
Условия создания
Нормы и требования

Дата введения – 2010-01-29

1 Область применения

Настоящий стандарт:

- устанавливает требования, подлежащие обязательному учету при создании стальных технологических трубопроводов вновь сооружаемых, расширяемых или реконструируемых энергетических объектов независимо от форм собственности и подчинения;
- распространяется на технологические трубопроводы вновь проектируемых, расширяемых и реконструируемых тепловых конденсационных (КЭС) и теплофикационных (ТЭЦ) электростанций на органических видах топлива с паротурбинными, газотурбинными и парогазовыми агрегатами и установками (в границах балансовой принадлежности электростанции);
- распространяется на технологические трубопроводы, предназначенные для транспортирования пара, воды, топлив жидких и газообразных, смазочных масел, реагентов, сжатого воздуха и других веществ, обеспечивающие технологический процесс и эксплуатацию оборудования, включая межцеховые трубопроводы;
- не учитывает все особенности обусловленные существующими схемными, конструктивными и иными условиями;
- не распространяется на проектирование атомных и передвижных электростанций;
- предназначен для применения проектными, инжиниринговыми, строительно-монтажными организациями, участвующими в процессе создания новых, расширяемых и реконструируемых тепловых электростанций (ТЭС), а также оптовыми и территориальными генерирующими компаниями (ОГК и ТГК).

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы и стандарты:

Федеральный Закон Российской Федерации № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

Технический регламент «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления», Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.10.2010 № 870

ГОСТ 12.1.005-88* Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007-76* Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.044-89* Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 356-80 Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие. Ряды

ГОСТ 5632-72* Стали высоколегированные и сплавы коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки

ГОСТ 9940-81 Трубы бесшовные горячедеформированные из коррозионностойкой стали. Технические условия

ГОСТ 9941-81 Трубы бесшовные холодно- и теплодеформированные из коррозионностойкой стали. Технические условия

ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки

ГОСТ 24297-87 Входной контроль продукции. Основные положения

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.100.032-2009 Газовое хозяйство: прием, подготовка и подача газа на ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.020-2008 Газовое хозяйство ТЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.005-2008 Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины и определения в соответствии СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **дефектоскопия:** Процесс обобщающий неразрушающие методы контроля и обнаружения нарушений сплошности или неоднородности макроструктуры материалов (изделий).

3.2 **колено крутоизогнутое:** Колено, изготовленное изгибанием и радиусом от одного до трех номинальных наружных диаметров трубы.

4 Обозначения и сокращения

t – расчетная температура стенки элемента, °С;
S – предельная толщина стенки, мм;
$\sigma_в$ – временное сопротивление, МПа (кгс/мм^2);
$\sigma_т$ – условный предел текучести, МПа (кгс/ мм^2);
δ – относительное удлинение, %;
ψ – относительное сужение, %;
$D_у$ – диаметр условного прохода, мм;
$P_у$ – давление условное;
KC – ударная вязкость, Дж/см^2 (кгс·м/см^2);
KCU – ударная вязкость, определенная при испытании образцов с надрезами типа U;
KCV – ударная вязкость, определенная при испытании образцов с надрезами типа V;
KCA – ударная вязкость после механического старения;
H (HB) – твердость (твердость по Бринеллю), МПа (кгс/мм^2);
АЭС – атомная электростанция;
БРОУ – быстродействующая редукционно-охладительная установка;
ГГ – горючие газы;
ГЖ – горючая жидкость;
ГРП – газорегуляторный пункт;
ГРС – газораспределительная станция;
ГТУ – газотурбинная установка;
КИП – контрольно-измерительные приборы;
ЛВЖ – легковоспламеняющаяся жидкость;
НГ – негорючие вещества;
ОГК – оптовая генерирующая компания;
ПГУ – парогазовая установка;
ПВД – подогреватели высокого давления;
ПЗК – предохранительный запорный клапан;
РОУ – редукционно-охладительная установка;
РУ – редукционная установка;
СУГ – сжиженные углеводородные газы;
ТГ – трудногорючие вещества;
ТГК – территориальная генерирующая компания;
ТУ – технические условия;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
УЗД – ультразвуковая диагностика;
УЗД-Р / Р-УЗД – ультразвуковой или радиографический контроль (первым указан более предпочтительный метод);
УЗК – ультразвуковой контроль.

5 Общие положения

5.1 разработки проектов трубопроводов, как правило, состоит из следующих этапов:

5.1.1 Разработка рациональной схемы трубопроводов, обеспечивающей надежную работу оборудования, его автоматическое управление, пуск и прогрев.

5.1.2 Выбор диаметров трубопроводов по сортаменту на основе технико-экономических расчетов.

5.1.3 Компоновка трубопроводов, выбор схемы компенсации тепловых удлинений и расположения арматуры, крепления опор и подвесок.

5.1.4 Расчет на прочность с учетом самокомпенсации тепловых удлинений выбранной трассировки и расположения опор трубопровода.

5.1.5 Гидродинамический расчет трубопроводов.

5.1.6 Разработка схемы продувочных и дренажных трубопроводов.

5.1.7 Конструирование трубопроводов и разработка рабочих чертежей трубопроводов и опорно-подвесной системы.

5.1.8 Разработка рабочих чертежей опор и подвесок, приводов, лестниц и площадок обслуживания.

Рабочие чертежи блоков разрабатываются заводом-изготовителем трубопроводов или монтажной организацией.

5.1.9 Разработка проекта тепловой изоляции (при необходимости).

5.2 За выбор рациональной схемы трубопровода и его конструкции, правильность расчетов на прочность и на компенсацию тепловых удлинений, соответствие рабочих параметров установленным пределам применения выбранных материалов (труб, отливок, поковок и др.), размещение опор, выбор способа прокладки и системы дренажа, а также за проект в целом и соответствие его требованиям правил промышленной безопасности ответственность несет специализированная организация, разработавшая проект трубопровода согласно правил ПБ 10-573-03 [1].

5.3 При выборе внутреннего диаметра труб, исходя из максимально допустимых потерь давления, следует контролировать значение скорости среды с целью исключения быстрого износа внутренней поверхности труб и трубопроводной арматуры, а также вибрации трубопровода.

Рекомендуется принимать значения скорости движения среды в станционных трубопроводах, указанные в таблице 1.

5.4 Расчеты трубопроводов на прочность должны выполняться в соответствии с действующими методиками и с учетом всех нагружающих факторов (давление, вес, температурное расширение и т.п.).

Т а б л и ц а 5.1 - Скорость движения среды в станционных трубопроводах

Наименование трубопровода	Скорость, м/с
Паропроводы свежего пара от котлов к турбинам:	
сверхвысокого и высокого давления	50–70
повышенного, среднего и низкого давления	40–70
Паропроводы промежуточного перегрева:	
горячего	50–70

Наименование трубопровода	Скорость, м/с
холодного	40–55
Прочие паропроводы: низкого давления насыщенного пара подвод пара к РОУ и БРОУ	 40–70 20–40 60–90
Водоводы, работающие под давлением насосов: питательные трубопроводы котлов конденсатопроводы, вспомогательные трубопроводы (сырой, химочищенной, технической, смывной воды)	 2,5–6 2–3
Водоводы, работающие без давления на всасе к насосам всех назначений	0,6–1,5
Водоводы свободного слива, перелива и др.	1–2
Трубопроводы вязких веществ (масла, мазута и др.)	1–2
Трубопроводы сжатого воздуха и других газов	10–20
Выхлопные трубопроводы, трубопроводы аварийных сливов и сбросов после БРОУ	Допустима критическая

6 Классификация трубопроводов

6.1 Трубопроводы пара и горячей воды

6.1.1 Трубопроводы пара и горячей воды, согласно действующим правилам ПБ 10-573-03 [1], делятся на четыре категории в соответствии с таблицей 2.

Т а б л и ц а 2 - Категории и группы трубопроводов

Категория трубопроводов	Группа	Рабочие параметры среды	
		температура, °С	давление, МПа (кгс/см^2)
I	1	Свыше 560	Не ограничено
	2	Свыше 520 до 560	Не ограничено
	3	Свыше 450 до 520	Не ограничено
	4	До 450	Более 8,0 (80)
II	1	Свыше 350 до 450	До 8,0 (80)
	2	До 350	Более 4,0 (40) до 8,0 (80)
III	1	Свыше 250 до 350	До 4,0 (40)
	2	До 250	Более 1,6 (16) до 4,0 (40)
IV		Свыше 115 до 250	Более 0,07 (0,7) до 1,6 (16)
Примечание - Если значения параметров среды находятся в разных категориях, то трубопровод следует отнести к категории, соответствующей максимальному значению параметра среды (см. рисунок 1).			

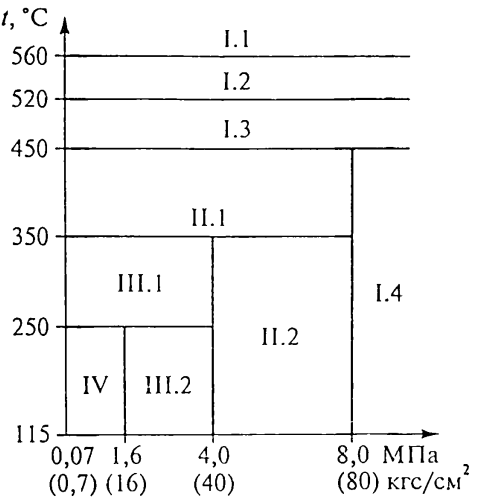

Рисунок 1

6.1.2 При определении категории трубопровода рабочими параметрами транспортируемой среды следует считать:

а) для паропроводов от котлов – давление и температуру пара по их номинальным значениям на выходе из котла (за пароперегревателем);

б) для паропроводов от турбин, работающих с противодавлением, - максимально возможное давление в противодавлении, предусмотренное техническими условиями на поставку турбины, и максимально возможную температуру пара в противодавлении при работе турбины на холостом ходу;

в) для паропроводов от нерегулируемых и регулируемых отборов пара турбины (в том числе для паропроводов промежуточного перегрева) – максимально возможные значения давления и температуры пара в отборе (согласно данным завода-изготовителя турбины);

г) для паропроводов от редукционных и редукционно-охладительных установок – максимально возможные значения давления и температуры редуцированного пара, принятых в проекте установки;

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

е) для трубопроводов питательной воды после питательных насосов и подогревателей высокого давления (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;

ж) для подающих и обратных трубопроводов водяных тепловых сетей – наибольшее возможное давление и максимальную температуру воды в подающем трубопроводе с учетом работы насосных подстанций на трассе и рельефа местности.

6.1.3 Категория трубопроводов, 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 проектной документации.

6.2 Технологические трубопроводы

6.2.1 Технологические трубопроводы, предназначенные для транспортирования газообразных, парообразных и жидких сред в диапазоне от остаточного давления (вакуума) 0,001 МПа до давления 10 МПа, согласно действующим правилам [1], в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества (взрыво-, пожароопасность и вредность), подразделяются на три группы (А, Б, В) и в зависимости от рабочих параметров среды (давления и температуры) – на пять категорий (I, II, III, IV, V) согласно таблице 3.

Т а б л и ц а 3 - Классификация трубопроводов $P_y \leq 10$ МПа (100 кгс/см^2)

Группа	Транспортируемые вещества	Категория трубопроводов									
		I		II		III		IV		V	
		$P_{расч}$, МПа (кгс/см^2)	$t_{расч}$, ^oC	$P_{расч}$, МПа (кгс/см^2)	$t_{расч}$, ^oC	$P_{расч}$, МПа (кгс/см^2)	$t_{расч}$, ^oC	$P_{расч}$,, МПа (кгс/см^2)	$t_{расч}$, ^oC	$P_{расч}$, МПа (кгс/см^2)	$t_{расч}$, ^oC
А	Вещества с токсичным действием										
	а) чрезвычайно и высоко-опасные вещества классов 1,2	Независимо	Независимо	-	-	-	-	-	-	-	-
	б) умеренно опасные вещества класса 3	Свыше 2,5 (25)	Свыше 300 и ниже -40	Вакуум от 0,08 (0,8) (абс) до 2,5 (25)	От -40 до 300	-	-	-	-	-	-
		Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Независимо	-	-	-	-	-	-	-	-
Б	Взрыво- и пожароопасные вещества										
	а) горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные углеводородные газы (СУГ)	Свыше 2,5 (25)	Свыше 300 и ниже -40	Вакуум от 0,08(0,8) (абс) до 2,5 (25)	От -40 до 300	-	-	-	-	-	-

Окончание таблицы 3

Группа	Транспортируемые вещества	Категория трубопроводов									
		I		II		III		IV		V	
		$P_{расч}$, МПа (кгс/см^2)	$t_{расч}$, ^oC	$P_{расч}$, МПа (кгс/см^2)	$t_{расч}$, ^oC	$P_{расч}$, МПа (кгс/см^2)	$t_{расч}$, ^oC	$P_{расч}$,, МПа (кгс/см^2)	$t_{расч}$, ^oC	$P_{расч}$, МПа (кгс/см^2)	$t_{расч}$, ^oC
		Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Независимо	-	-	-	-	-	-	-	-
	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	Свыше 2,5 (25)	Свыше 300 и ниже -40	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	От 120 до 300	До 1,6 (16)	От -40 до 120	-	-	-	-
		Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Независимо	Вакуум выше 0,08 (0,8) (абс)	От -40 до 300	-	-	-	-	-	-
	в) горючие жидкости (ГЖ)	Свыше 6,3 (63)	Свыше 350 и ниже -40	Свыше 2,5 (25) до 6,3 (63)	Свыше 250 до 350	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	Свыше 120 до 250	До 1,6 (16)	От -40 до 120	-	-
		Вакуум ниже 0,003 (0,03) (абс)	То же	Вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	То же	Вакуум до 0,08 (0,8) (абс)	От -40 до 250	-	-	-	-
В	Трудногорючие (ТГ) и негорючие вещества (НГ)	Вакуум ниже 0,003 (0,03) (абс)	-	Свыше 6,3 (63) вакуум ниже 0,08 (0,8) (абс)	Свыше 350 до 450	Свыше 2,5 (25) до 6,3 (63)	От 250 до 350	Свыше 1,6 (16) до 2,5 (25)	Свыше 120 до 250	До 1,6 (16)	От -40 до 120

Т а б л и ц а 4 – Классификация вспомогательных трубопроводов по группам и категориям

Транспортируемое вещество	Группа трубопровода	Категория трубопровода											
		I		II		III		IV		V		VI	
		$P_{раб}$ МПа	$T_{раб}$ °С	$P_{раб}$ МПа	$T_{раб}$ °С	$P_{раб}$ МПа	$T_{раб}$ °С	$P_{раб}$ МПа	$T_{раб}$ °С	$P_{раб}$ МПа	$T_{раб}$, °С	$P_{раб}$ МПа	$T_{раб}$ °С
Водород	Ба	Свыше 2,5	Свыше 300	До 2,5	До 300	-	-	-	-	-	-	-	-
Кислород	Определяется по нормам для кислорода	25-42	-	6,4- 25	-	4,0- 6,4	-	2,5- 4,0	-	1,6- 2,5	-	До 1,6	-
Азот, дистиллят, сжатый воздух	В	-	-	Свыше 6,3	350-450	2,5-6,3	250- 350	1,6-2,5	120- 250	До 1,6	До 120	-	-
Электролит	Аа	Независимо	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

6.2.2 Категории трубопроводов определяют совокупность технических требований к конструкции, монтажу и объему контроля трубопроводов, устанавливаются разработчиком проекта для каждого трубопровода и указываются в проектной документации.

6.2.3 Класс опасности технологических сред определяется разработчиком проекта на основании классов опасности веществ, содержащихся в технологической среде, и их соотношений.

Класс опасности вредных веществ и показатели пожароопасности веществ следует принимать – по ГОСТ 12.1.005, ГОСТ 12.1.007, ГОСТ 12.1.044.

6.3 Трубопроводы природного газа

6.3.1 Трубопроводы природного газа, согласно действующим правилам ПБ 12-529-03 [2], подразделяются на следующие категории:

- высокого давления I-а категории свыше 1,2 МПа на территории тепловых электрических станций к газотурбинным и парогазовым установкам;
- высокого давления I категории свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно;
- высокого давления II категории свыше 0,3 до 0,6 МПа включительно;
- среднего давления III категории свыше 0,005 до 0,3 МПа включительно;
- низкого давления IV категории до 0,005 МПа включительно.

6.3.2 Все элементы газопроводов (трубы, арматура, фильтры, шумоглушители, фланцы и др.) общестанционных газорегуляторных пунктов (ГРП) в пределах ГРП и на участке от ГРП до предохранительных запорных клапанов (ПЗК) котлов, включая последние, должны быть рассчитаны на то давление газа, на которое рассчитаны аналогичные элементы газопроводов до ГРП.

6.4 Водородопроводы

Водородопроводы, а также вспомогательные трубопроводы обвязки участков комплекса получения и потребления электролитического водорода подразделяются на группы и категории, согласно действующим правилам ПБ 09-540-03[3] (см. таблицу 4).

7 Требования к конструкции трубопроводов

7.1 При конструировании трубопроводов следует руководствоваться действующими правилами ПБ 10-573-03 [1].

7.2 Конструкция трубопровода должна обеспечивать безопасность при эксплуатации и предусматривать возможность его полного опорожнения, очистки, промывки, продувки, осмотра, контроля и ремонта, удаление из него воздуха при гидравлическом испытании и воды после его проведения.

7.3 Соединения элементов трубопроводов следует производить сваркой со стыковыми сварными соединениями без подкладного кольца.

Фланцевые соединения допускается предусматривать в местах подключения к аппаратам, арматуре и другому оборудованию, имеющему ответные фланцы, а также для трубопроводов, имеющих футеровку или антикоррозийное покрытие.

7.4 Вваривание штуцеров в сварные швы, а также в гнутые элементы (в местах гибов) трубопроводов не допускается.

7.5 Для соединения труб и фасонных деталей должны применяться сварка встык с полным проплавлением. Угловые сварные соединения допускаются для приварки к трубопроводам штуцеров, труб, 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 нормативной документации, согласованной в установленном порядке.

Нахлесточные соединения допускаются для приварки накладок, укрепляющих отверстия в трубопроводах пара и горячей воды III и IV категорий, упоров, опор, подвесок, элементов крепления изоляции и т.п.

7.6 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 поверхности переходов не должен превышать 15°.

При разнице в толщине стенок менее 30% от толщины стенки тонкого элемента, но не более 5 мм, допускается выполнение указанного плавного перехода со стороны раскрытия кромок за счет наклонного расположения поверхности шва.

Данные положения не распространяются на сварные соединения с литыми, коваными и штампованными деталями, а также с крутоизогнутыми коленами. Углы переходов на концах таких деталей, а также углы наклона поверхности швов не должны превышать норм, установленных стандартами, техническими условиями.

7.7 При сварке труб и других элементов с продольными и спиральными сварными швами последние должны быть смещены один относительно другого.

При этом смещение должно быть не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб (элементов), но не менее 100 мм для труб с наружным диаметром более 100 мм.

7.8 Для поперечных стыковых сварных соединений, не подлежащих ультразвуковому контролю или местной термической обработке, расстояние между осями соседних сварных швов на прямых участках трубопровода должна 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.

7.9 Для поперечных стыковых сварных соединений, подлежащих ультразвуковому контролю, длина свободного прямого участка трубы (элемента) в каждую сторону от оси шва (до ближайших приварных деталей и элементов, начала гиба, оси соседнего поперечного шва и т.д.) должна быть не менее величин, приведенных в таблицу 5.

Т а б л и ц а 5 – Минимальная длина прямого участка трубы (элемента)

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

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

$$\ell = 2 \cdot \sqrt{D_m \cdot S}\,, \qquad (1)$$

где D_m – средний диаметр трубы (элемента), равный разнице номинального наружного диаметра D_a и номинальной толщины стенки трубы (элемента) S;

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

7.12 Для угловых сварных соединений труб и штуцеров с элементами трубопроводов расстояние от наружной поверхности элемента до начала гиба трубы или до оси поперечного стыкового шва должно составлять для труб (штуцеров) с наружным диаметром:

- до 100 мм – не менее наружного диаметра трубы, но не менее 50 мм;
- 100 мм и более – не менее 100 мм.

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

Сварные соединения трубопроводов следует располагать от края опоры на расстоянии не менее 50 мм для труб диаметром менее 50 мм и не менее чем на расстоянии 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм.

В целях повышения надежности работы сварных соединений трубопроводов диаметром 150 мм и более и температурой среды 300°С и выше рекомендуемое расстояние от края опоры или подвески до сварного соединения должно быть от 0,75 до 1,2 м. В случае невозможности соблюдения указанного расстояния из-за прокладки трубопровода в стесненных условиях допускается уменьшение расстояния до величины не менее 200 мм.

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

7.15 Сварные секторные колена допускается применять для трубопроводов пара и горячей воды III и IV категории. Угол сектора не должен превышать 30°. Расстояние между соседними сварными швами по внутренней стороне колена должно обеспечивать возможность контроля этих швов с обеих сторон по наружной поверхности.

Не допускается изготовление секторных колен из спиральношовных труб.

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

7.17 Толщина стенки колена на любом его участке не должна быть менее значений, установленных расчетом на прочность.

7.18 Максимальная овальность поперечного сечения колена, вычисляемая по формуле:

$$a = \frac{2 \cdot \left(D_{a_{max}} - D_{a_{min}}\right)}{D_{a_{max}} - D_{a_{min}}} \cdot 100\% , \qquad (2)$$

где $D_{a_{max}}$, $D_{a_{min}}$ – максимальный и минимальный наружный диаметр в измеряемом сечении колена соответственно), не должна превышать величин, указанных в нормативной документации.

7.19 Для уменьшения гидродинамических потерь трубопроводов с установленным диаметром следует:

- избегать излишних поворотов трассы, применять спрямление трассы (когда это возможно) с целью уменьшения угла поворота и длины трассы (рис. 2);

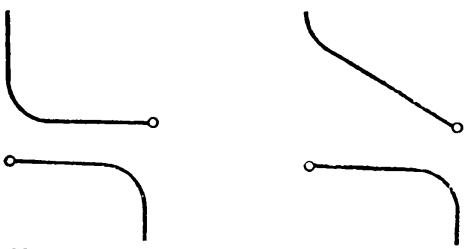

Рисунок 2

- избегать применения сварных и литых отводов, эти отводы следует устанавливать при стесненной компоновке и отсутствии в стандартах необходимого гнутого отвода;

- тройники устанавливать таким образом, чтобы главный поток среды проходил тройник без поворота (рисунок 3);

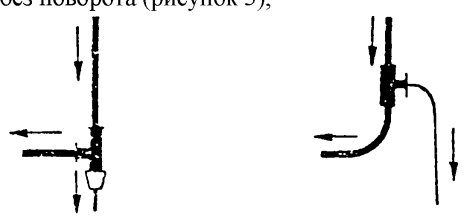

Рисунок 3

- при необходимости врезки трубы в трубопровод меньшего диаметра применять тройник, равный диаметру врезаемой трубы (рисунок 4);

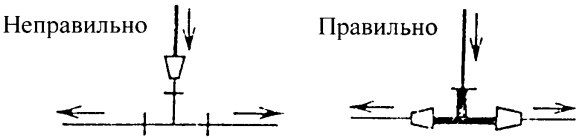

Рисунок 4

- при больших скоростях среды в напорном патрубке насоса, которые в отдельных случаях могут достигать от 5 до 7 м/с, арматуру устанавливать после перехода трубопровода на больший диаметр, переход на больший диаметр следует присоединять непосредственно к патрубку насоса (рисунок 5);

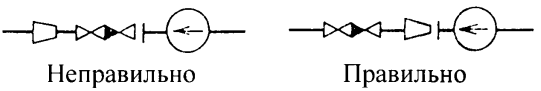

Рисунок 5

- при диаметре всасывающего патрубка насоса, меньшем диаметра присоединяемой трубы, переход на меньший диаметр устанавливать непосредственно перед всасывающим патрубком насоса;
- в случае необходимости неподвижного крепления вблизи поворота нельзя применять тройники вместо колен (рисунок 6).



Рисунок 6

8 Требования к материалам и полуфабрикатам

8.1 Для трубопроводов и их деталей, работающих под давлением, должны использоваться материалы и полуфабрикаты, допущенные к применению правилами ПБ 10-573-03 [1].

8.2 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.

8.3 Данные о качестве и свойствах материалов и полуфабрикатах должны быть подтверждены предприятием-изготовителем (сертификатом или паспортом).

8.4 В сертификат должны быть внесены результаты химического анализа, полученные непосредственно для полуфабриката, или аналогичные данные по сертификату на заготовку, использованную для его изготовления.

8.5 Полуфабрикаты должны поставляться в термически обработанном состоянии.

8.6 Контроль механических свойств металла должен выполняться путем испытаний на растяжение при 20°С с определением временного сопротивления разрыву, условного предела текучести при остаточной деформации 0,2 или 1 % или физического предела текучести, относительного удлинения и относительного сужения, на ударный изгиб.

8.7 Испытанию на ударный изгиб подвергаются полуфабрикаты на образцах с концентраторами типа U (*KCU*) и типа V (*KCV*) при температуре 20°С, а также при отрицательных температурах.

Значение ударной вязкости при всех температурах испытаний для KCU должны быть не менее 30 Дж/см^2, для *KCV* – не менее 25 Дж/см^2.

8.8 Испытаниям на ударную вязкость должны подвергаться полуфабрикаты при толщине листа, толщине сплошной поковки и толщине стенки трубы или полой поковки 12 мм и более или при диаметре круглого проката 16 мм и более.

По требованию конструкторских организаций испытания на ударную вязкость должны производиться для труб, листа и поковок с толщиной стенки от 6,0 до 11,0 мм. Это требование должно содержаться в нормативной документации на изделие или в конструкторской документации.

8.9 Испытаниям на ударную вязкость при температуре 0°С должен подвергаться металл деталей трубопроводов, проложенных на открытом воздухе, в грунте, каналах или в необогреваемых помещениях, где температура металла может быть ниже 0°С, по требованию конструкторской организации, что должно быть указано в нормативной документации на изделие или в конструкторской документации.

8.10 Испытания на ударную вязкость образцов с концентратором вида U (*KCU*) должны производиться при плюс 20°С и при одной из температур, указанных в табл. 8.1.

Таблица 8.1 – Температура испытания на ударную вязкость

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 нормативной документацией на полуфабрикаты производятся при 20°С, 0°С, минус 20°С.

Выбор критерия ударной вязкости KCU или KCV должен производиться конструкторской организацией и указываться в нормативной или конструкторской документации.

Нормы по значению ударной вязкости должны соответствовать требованиям 8.7.

8.11 Испытаниям на ударную вязкость после механического старения (KCA) должен подвергаться материал листов и проката для крепежа из углеродистой, низколегированной марганцовистой и кремнемарганцовистой сталей, подлежащих в процессе изготовления деталей холодному формоизменению без последующего отпуска и предназначаемых для работы при температурах 200°С и 350°С.

Нормы по значению ударной вязкости после механического старения должны соответствовать требованиям 8.7.

8.12 Нормированные значения предела текучести при повышенных температурах должны быть указаны в нормативной документации 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.

Материал полуфабрикатов, предназначенных для работы при расчетной температуре выше указанных значений, должен обладать длительной прочностью, не ниже указанной в нормативной документации.

Гарантируемые значения пределов длительной прочности на ресурс 10^4, 10^5 и $2 \cdot 10^5$ ч должны быть обоснованы статистической обработкой данных испытаний и подтверждены положительным заключением специализированной организации.

8.13 Пределы применения труб из сталей различных марок, нормативная документация на трубы, необходимость технологических испытаний (на загиб, раздачу, сплющивание), дефектоскопии, контроля на макроструктуру и микроструктуру устанавливаются правилами ПБ 10-573-03 [1].

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

Трубы, изготовленные из слитка, допускается применять для трубопроводов с параметрами 1,6 МПа 300°С при условии проведения их контроля методом ультразвуковой дефектоскопии в объеме 100% по всей поверхности на заводе-изготовителе труб.

8.15 Применение электросварных труб с продольным или спиральным швом допускается при условии выполнения радиографического или ультразвукового контроля сварного шва по всей длине. Сварные швы должны быть равнопрочными основному металлу.

Спиральношовные трубы допускается применять только для прямых участков трубопроводов. Изготовление фасонных деталей из спиральношовных труб не допускается.

Для прямых участков трубопроводов пара и горячей воды, газопроводов ГТУ и ПГУ и трубопроводов тепловых сетей применение спиральношовных труб не рекомендуется.

8.16 Трубы должны поставляться в термически обработанном состоянии.

8.17 Трубы должны применяться с нормированным химическим составом и механическими свойствами металла (группы В) (временное сопротивление разрыву σв, предел текучести σт, относительное удлинение при разрыве на пятикратных образцах и ударная вязкость).

8.18 Трубы должны изготавливаться из сталей, обладающих технологической свариваемостью.

Максимально возможное содержание углерода, которое гарантирует свариваемость металла, должно быть не более 0,24%.

Эквивалент по углероду для низколегированных сталей не должен превышать 0,46.

Значение углеродного коэффициента определяют в соответствии со СНиП 2.05.06-85 [4] по формуле:

$$[C]_э = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + (V + Ti + Nb)}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + 15B \le 0{,}46 \qquad (3)$$

где C – углерод;

Mn – марганец;

Cr – хром;

Mo – молибден;

V – ванадий;

Ti – титан;

Nb – ниобий;

Cu – медь;

Ni – никель;

B – бор – массовые доли элементов в %.

Величина эквивалента углерода углеродистых марок стали Ст3, Ст10, Ст20 и низколегированной стали только кремнемарганцевой системой легирования (17ГС, 17Г1С, 09Г2С) рассчитываются по формуле:

$$[C]_э = C + \frac{Mn}{6} \quad [C]_э = C + \frac{Mn}{6} \qquad (4)$$

8.19 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.

8.20 Каждая бесшовная или сварная труба должна проходить на заводе-изготовителе гидравлическое испытание пробным давлением, указанным в нормативной документации на трубы.

Допускается не проводить гидроиспытания бесшовных труб в следующих случаях:

- если труба подвергается по всей поверхности контролю физическими методами (радиографическим, ультразвуковым или им равноценным);
- для труб трубопроводов с рабочим давлением 5 МПа и ниже, если предприятие-изготовитель труб гарантирует положительные результаты гидравлических испытаний.

8.21 Применение экспандированных труб без последующей термической обработки для температур выше 150°С из материала, проходившего контроль на

ударную вязкость после механического старения, допускается для прямых участков с условием, что пластическая деформация при экспандировании не превышает 3 %.

8.22 Конструкцию фланцев и материалов для них следует выбирать с учетом параметров рабочих сред по нормативно-технической документации.

8.23 Плоские приварные фланцы применяются для трубопроводов, работающих при условном давлении не более 2,5 МПа и температуре среды не выше 300°С.

Для трубопроводов групп А и Б с условным давлением до 1 МПа применяются фланцы, предусмотренные на условное давление 1,6 МПа.

8.24 Для трубопроводов, работающих при условном давлении свыше 2,5 МПа независимо от температуры, а также для трубопроводов с рабочей температурой выше 300°С независимо от давления, применяются фланцы, приварные встык.

8.25 Крепежные детали для фланцевых соединений и материалы для них следует выбирать в зависимости от рабочих условий и марок сталей фланцев.

Для соединения фланцев при температуре выше плюс 300°С и ниже минус 40°С независимо от давления следует применять шпильки.

8.26 При выборе шпилек, болтов и гаек твердость шпилек или болтов должна быть выше твердости гаек не менее чем на 10-15 НВ.

8.27 Не допускается применять крепежные детали из кипящей, полуспокойной, бессемеровской и автоматной сталей.

8.28 Материал заготовок или готовые крепежные изделия из качественных углеродистых, а также теплоустойчивых и жаропрочных легированных сталей должны быть термообработаны.

Для крепежных деталей, применяемых при давлении до 1,6 МПа и рабочей температуре до 200°С, а также крепежных деталей из углеродистой стали с резьбой диаметром до 48 мм термообработку допускается не проводить.

8.29 Материалы крепежных деталей следует выбирать с коэффициентом линейного расширения, близким по значению к коэффициенту линейного расширения материала фланца при разнице в значениях коэффициентов линейного расширения материалов не выше 10 %.

Допускается применять материалы крепежных деталей и фланцев с коэффициентами линейного расширения, значения которых различаются более чем на 10 %, в случаях, обоснованных расчетом на прочность или экспериментальными исследованиями, а также в тех случаях, когда расчетная температура крепежа не превышает 50°С.

8.30 Фасонные детали трубопроводов, в зависимости от параметров транспортируемой среды и условий эксплуатации, следует выбирать по действующей отраслевой нормативно-технической документации.

8.31 Для прямых участков и фасонных деталей трубопроводов пара и горячей воды, водяных сбросов, выхлопных, кислотной промывки, газопроводов природного газа, циркуляционной воды, охлаждающей воды механизмов, технической воды, сырой воды, сжатого воздуха и пр. с параметрами $P_{раб}<2,2$ МПа, $t_{раб}\leq 425$°С ($P_{у}<4,0$ МПа), в зависимости от параметров

применяются бесшовные или сварные трубы из углеродистых и низколегированных сталей.

Для маслопроводов, мазутопроводов, нефтепроводов, трубопроводов жидкого топлива ГТУ и ПГУ («дизельное» и «газотурбинное»), водородопроводов, кислородопроводов и трубопроводов с антикоррозионным покрытием, независимо от параметров, применяются только бесшовные трубы.

8.32 Для мазутопроводов, нефтепроводов, напорных трубопроводов кислотной промывки, трубопроводов жидкого топлива ГТУ и ПГУ («дизельное» и «газотурбинное»), газопроводов ГТУ и ПГУ с условным давлением 4,0 МПа$\leq P_y \leq$6,3 МПа прямые участки труб следует проектировать из усиленных труб, применяемых для гнутых отводов, а фасонные детали из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей.

8.33 Для технологических трубопроводов (отборов проб, охлаждающей воды статора генератора, обессоленной воды и пр.), а также для газопроводов ГТУ и ПГУ после фильтров применяются трубы бесшовные – по ГОСТ 9940 и ГОСТ 9941 из коррозионностойкой стали – по ГОСТ 5632. Для газопроводов трубы должны поставляться термообработанными с гарантией гидроиспытаний - по ГОСТ 9940 очищенными от окалины, со светлой поверхностью – по ГОСТ 9941. Фасонные детали трубопроводов должны быть из коррозионностойкой стали.

8.34 Для станционных трубопроводов с условным давлением 4,0 МПа и выше, в зависимости от рабочих параметров, применяются трубы бесшовные из углеродистых и кремнемарганцовистых сталей (для трубопроводов питательной воды, паропроводов «холодного» промперегрева и пр.) и хромомолибденованадиевых сталей (для паропроводов «острого» пара, «горячего» промперегрева и пр.).

8.35 Требования к отечественным сталям новых марок в соответствии с ПБ 10-573-03 [1].

8.35.1 Применение материалов и полуфабрикатов, изготовленных из сталей новых марок, разрешается Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (далее – Ростехнадзор) на основании положительного заключения специализированной организации.

Для получения заключения должны быть представлены данные о механических, физических и технологических свойствах материалов в состоянии после основной и дополнительной термической обработки.

8.35.2 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.

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

Число приведенных кратковременных и длительных испытаний и продолжительность последних должны быть достаточными для определения соответствующих расчетных характеристик прочности стали и оценки пределов разброса этих характеристик с учетом размеров полуфабриката (толщины стенки) и предусмотренных техническими условиями 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).

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

8.35.5 Чувствительность стали к наклепу (например, при холодной гибке) 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.

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

8.35.7 Свариваемость стали при существующих видах сварки должна быть подтверждена данными испытаний сварных соединений, выполненных по рекомендуемой технологии с применением 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.

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

- отрицательных температурах – оценка хладостойкости;
- циклических нагрузках – оценка циклической прочности;

- активном воздействии среды – оценка коррозионно-механической прочности и др.

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

- значения модуля упругости при различных температурах;
- значения среднетермического коэффициента линейного расширения в соответствующем температурном интервале;
- значения коэффициента теплопроводности при соответствующих температурах.

8.36 Требования к материалам и полуфабрикатам, приобретаемым за границей, в соответствии с правилами ПБ 10-573-03 [1].

8.36.1 Трубопроводы и их элементы, а также полуфабрикаты для их изготовления, приобретаемые за границей, должны удовлетворять требованиям правил промышленной безопасности.

8.36.2 Расчеты трубопроводов на прочность должны выполняться по нормам, утвержденным или согласованным с Ростехнадзором, за исключением случаев, для которых специализированной организацией будет подтверждено, что расчеты, выполненные по методике, принятой поставщиком, удовлетворяют требованиям указанных норм.

Соответствие материалов иностранных марок правилам ПБ 10-573-03 [1] или допустимость их применения в каждом конкретном случае должны быть подтверждены специализированной организацией. Копии указанных документов должны быть приложены к паспорту трубопровода.

9 Требования к устройству трубопроводов

9.1 Размещение (прокладка) технологических трубопроводов и трубопроводов пара и горячей воды

9.1.1 Проект прокладки трубопроводов должен разрабатываться проектной организацией в соответствии с правилами ПБ 10-573-03 [1], ПБ 12-529-03 [2], ПБ 09-540-03[3], ПБ 09-596-03 [5], ПБ 03-581-03 [6].

При компоновке трубопроводов и размещении арматуры должна быть обеспечена возможность обслуживания и ремонта арматуры. В местах установки арматуры и индикаторов тепловых перемещений паропроводов должны предусматриваться площадки обслуживания.

9.1.2 Прокладка трубопроводов должна обеспечивать:

- возможность использования предусмотренных проектом подъемно-транспортных средств и непосредственного контроля технического состояния;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов, испытаниям и диагностированию;
- наименьшую протяженность трубопроводов;
- исключение провисания и образования застойных зон;
- возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов и защиту от повреждений;
- изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;

- предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;
- возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

9.1.3 При выборе трассы трубопровода следует предусматривать возможность самокомпенсации от температурных деформаций за счет поворотов трасс.

Трассы наружных трубопроводов должны располагаться, как правило, со стороны, противоположной размещению тротуаров и пешеходных дорожек.

9.1.4 Трубопроводы необходимо проектировать с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке.

Уклоны трубопроводов следует принимать для:

- легкоподвижных жидких веществ, не менее – 0,002;
- газообразных веществ по ходу среды, не менее – 0,002;
- газообразных веществ против хода среды, не менее – 0,003;
- кислот и щелочей, не менее – 0,005.

Для трубопроводов с высоковязкими и застывающими веществами величины уклонов принимаются исходя из конкретных свойств и особенностей веществ, протяженности трубопроводов и условий их прокладки (в пределах до 0,02).

В обоснованных случаях допускается прокладка трубопроводов с меньшим уклоном или без уклона, но при этом должны быть предусмотрены мероприятия, обеспечивающие их опорожнение.

9.1.5 Горизонтальные участки паропроводов должны иметь уклон не менее 0,004. Для паропроводов всех давлений указанный уклон должен сохраниться при температурах пара, равных температуре насыщения при рабочем давлении; для трубопроводов тепловых сетей допускается уклон не менее 0,002.

Трассировка трубопроводов должна исключать возможность образования водяных застойных участков.

9.1.6 Подземная прокладка трубопроводов пара и горячей воды I категории в одном канале совместно с другими технологическими трубопроводами запрещается.

9.1.7 Для трубопроводов групп А, Б прокладка должна быть надземной на несгораемых конструкциях, эстакадах, этажерках, стойках, опорах.

Допускается прокладка этих трубопроводов на участках присоединения к насосам и компрессорам в непроходных каналах.

В непроходных каналах допускается прокладка трубопроводов, транспортирующих вязкие, легкозастывающие и горючие жидкости группы Б(в) (мазут, масла и т.п.), а также в обоснованных случаях при прокладке дренажных трубопроводов групп А и Б в случае периодического опорожнения оборудования.

Для трубопроводов группы В помимо надземной прокладки допускается прокладка в каналах (закрытых или с засыпкой песком), тоннелях или в земле. При прокладке в земле рабочая температура трубопровода не должна превышать 150°С. Применение низких опорных конструкций допускается в тех случаях, когда это не препятствует движению транспорта и средств пожаротушения.

9.1.8 Каналы для трубопроводов групп А и Б следует выполнять из сборных несгораемых конструкций, перекрывать железобетонными несгораемыми конструкциями (железобетонными плитами), засыпать песком и при необходимости предусматривать защиту от проникновения в них грунтовых вод.

9.1.9 Прокладка трубопроводов в полупроходных каналах допускается только на отдельных участках трассы протяженностью не более 100 м, в основном при пересечении трубопроводами групп Б(в) и В внутризаводских железнодорожных путей и автодорог с усовершенствованным покрытием.

При этом в полупроходных каналах следует предусматривать проход шириной не менее 0,6 м и высотой не менее 1,5 м до выступающих конструкций. На концах предусматриваются выходы и люки.

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

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

9.1.10 При надземной открытой прокладке трубопроводов допускается совместная прокладка трубопроводов пара и горячей воды всех категорий с технологическими трубопроводами разного назначения.

9.1.11 Камеры для обслуживания подземных трубопроводов должны иметь не менее двух люков с лестницами и скобами.

9.1.12 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 узлах установки арматуры.

9.1.13 Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций (рис. 9.1) как по горизонтали, так и по вертикали следует принимать с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях. В таблице 9.1 указаны рекомендуемые расстояния между осями смежных трубопроводов и от стенок каналов и стен здания.

Между наружной поверхностью тепловой изоляции трубопроводов и расположенным рядом с ними оборудованием или строительными конструкциями должны быть обеспечены во всех тепловых состояниях видимые зазоры не менее 200 мм.

Таблица 7 – Рекомендуемые минимальные расстояния между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до стенок каналов и стен зданий

В миллиметрах

Условный проход	Для изолированных трубопроводов при температуре стенки, °С						Для неизолированных трубопроводов									
	ниже -30		от -30 до 19		от 20 до 600		без фланцев		с фланцами в одной плоскости при давлении среды, МПа (кгс/см^2)							
									до 1,6 (16)		2,5 (25) и 4 (40)		6,3 (63)		10 (100)	
	A	b_1	A	b_2	A	b_3	A	b_4	A	b_5	A	b_6	A	b_7	A	b_8
10	190	140	170	120	170	120	60	30	100	70	100	70	110	80	110	80
15	190	140	170	120	170	120	60	30	100	70	100	70	110	80	110	80
20	210	160	170	120	200	150	70	40	110	80	110	80	120	90	120	90
25	220	170	180	130	200	150	70	40	110	90	110	90	120	100	120	100
32	240	190	180	130	200	150	70	40	120	100	120	100	130	100	130	100
40	240	190	180	130	200	150	80	50	130	100	130	100	140	110	140	110
50	270	220	210	160	230	180	80	50	130	110	130	110	140	120	150	130
65	300	250	240	190	280	230	90	60	140	120	140	120	150	130	160	140
80	310	260	250	200	310	260	100	70	150	130	150	130	160	130	170	140
100	370	300	310	240	350	280	110	80	160	140	170	140	180	150	190	160
125	410	340	350	280	370	300	120	100	180	150	190	160	200	180	210	180
150	420	350	360	290	380	310	130	110	190	170	200	180	220	200	230	200
175	440	370	380	310	420	350	150	130	210	180	230	200	240	210	250	220
200	450	380	390	320	430	360	160	140	220	190	240	210	260	230	270	240
225	480	410	420	350	440	370	170	150	240	210	260	230	270	240	290	260
250	500	430	440	370	460	390	190	160	260	230	280	250	290	260	330	300
300	560	480	500	420	520	440	210	190	280	260	310	280	320	290	350	320
350	610	530	550	470	550	470	240	210	310	290	340	310	350	330	380	350
400	690	590	630	530	630	530	260	240	340	320	380	360	390	360	410	390
450	740	640	680	580	670	560	290	270	370	350	390	370	450	430	-	-
500	790	690	730	630	690	590	320	290	410	380	440	410	520	490	-	-
600	840	740	780	680	760	660	370	340	470	450	500	470	-	-	-	-
700	880	780	820	720	800	700	410	380	510	480	550	530	-	-	-	-
800	980	860	920	800	860	800	490	450	590	500	650	610	-	-	-	-
900	1030	910	970	850	970	860	540	550	640	600	-	-	-	-	-	-
1000	1130	960	1070	900	1070	900	610	560	730	680	-	-	-	-	-	-
1200	1230	1060	1070	1000	1170	1000	710	660	850	800	-	-	-	-	-	-
1400	1330	1160	1270	1100	1270	1100	810	760	950	900	-	-	-	-	-	-

При наличии на трубопроводах арматуры для обогревающих спутников принятые по таблице 6 расстояния А и Б (см. рисунок 7) следует проверять исходя из условий необходимости обеспечения расстояния в свету не менее:

- для неизолированных трубопроводов при D_y до 600 мм – 50 мм;
- для неизолированных трубопроводов при D_y свыше 600 мм и всех трубопроводов с тепловой изоляцией – 100 мм.

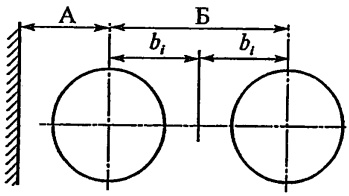

Рисунок 7

Расстояние между нижней образующей или теплоизоляционной конструкцией и полом или дном канала принимается не менее 100 мм.

Расстояние Б (между осями трубопроводов) определяется суммированием табличных размеров b_i , где $b_i = b_1, b_2, \ldots b_8$.

При расположении фланцев в разных плоскостях (вразбежку) расстояние между осями неизолированных трубопроводов следует определять суммированием b_4 большего диаметра и $b_5 - b_8$ меньшего диаметра.

9.1.14 При проектировании трубопроводов в местах поворотов трассы следует учитывать возможность перемещений, возникающих от изменения температуры стенок трубы, внутреннего давления и других нагрузок.

9.1.15 Не допускается прокладка технологических трубопроводов внутри административных, бытовых, хозяйственных помещений и в помещениях электрораспределительных устройств, электроустановок, щитов автоматизации, в помещениях трансформаторов, вентиляционных камер, на путях эвакуации персонала (лестничные клетки, коридоры и т.п.), а также транзитом через помещения любого назначения.

9.1.16 Трубопроводы групп А и Б прокладываемые вне опасного производственного объекта, следует располагать от зданий, где возможно нахождение людей (столовая, клуб, медпункт, бытовые и административные здания и т.д.) на расстоянии не менее 50 м при надземной прокладке и не менее 25 м при подземной прокладке.

9.1.17 Не допускается размещение арматуры, компенсаторов, дренажных устройств, разъемных соединений в местах пересечения надземными трубопроводами железных и автомобильных дорог, пешеходных переходов, над дверными проемами, под и над окнами. В случае необходимости применения разъемных соединений (например, для трубопроводов с внутренним защитным покрытием) должны предусматриваться защитные поддоны и козырьки.

9.1.18 Внутрицеховые трубопроводы, транспортирующие вещества групп А, Б и газы группы В (с условным проходом до 100 мм), а также жидкие вещества группы В (независимо от диаметра трубопровода) допускается прокладывать по наружной поверхности глухих стен вспомогательных помещений.

По несгораемой поверхности несущих стен производственных зданий допускается прокладывать внутрицеховые трубопроводы с условным проходом до 200 мм исходя из допускаемых нагрузок на эти стены. Такие трубопроводы должны располагаться на 0,5 м ниже или выше оконных и дверных проемов. При этом трубопроводы с легкими газами располагаются выше, а с тяжелыми –

ниже оконных и дверных проемов. Прокладка трубопроводов по стенам зданий со сплошным остеклением, а также по легкосбрасываемым конструкциям не допускается.

9.1.19 Прокладка трубопроводов на низких и высоких отдельно стоящих опорах или эстакадах можно применять при любом сочетании трубопроводов независимо от свойств и параметров транспортируемых веществ.

При этом трубопроводы с веществами, несовместимыми друг с другом, следует располагать на максимальном удалении друг от друга.

При двух- и трехъярусной прокладке трубопроводов их следует располагать с учетом следующего:

- трубопроводы кислот, щелочей и других агрессивных веществ – на самых нижних ярусах;
- трубопроводы веществ группы Б(а), Б(б) – на верхнем ярусе по возможности у края эстакады;
- трубопроводы с веществами, смешение которых может вызвать пожар или взрыв, на максимальном удалении друг от друга.

9.1.20 Установка П-образных компенсаторов над проездами и дорогами, как правило, не допускается. Указанная установка компенсаторов допускается при наличии обоснования невозможности или нецелесообразности их размещения в других местах.

9.1.21 При прокладке на эстакадах трубопроводов, требующих регулярного обслуживания (не менее одного раза в смену), должны предусматриваться проходные мостики из несгораемых материалов шириной не менее 0,6 м и с перилами высотой не менее 0,9 м, а через каждые 200 м и в торцах эстакады при расстоянии менее 200 м – лестницы вертикальные с шатровым ограждением или маршевые.

Площадки и лестницы должны иметь отбортовку.

9.1.22 При прокладке трубопроводов на низких опорах для перехода через трубопроводы должны быть оборудованы переходные мостики.

Допускается предусматривать укладку трубопроводов диаметром до 300 мм включительно в два и более яруса, при этом расстояние от поверхности площадки до верха труб или теплоизоляции верхнего яруса, как правило, не более 1,5 м.

9.1.23 Трубопроводы, проходящие через стены или перекрытия зданий, следует заключать в специальные гильзы или футляры. Сварные и резьбовые соединения трубопроводов внутри футляра или гильз не допускаются.

Внутренний диаметр гильзы принимается на 10-12 мм больше наружного диаметра трубопровода (при отсутствии изоляции) или наружного диаметра изоляции (для изолированных трубопроводов).

Гильзы должны быть жестко заделаны в строительные конструкции, зазор между трубопроводом и гильзой (с обоих концов) должен заполняться негорючим материалом, допускающим перемещения трубопровода и исключающим его защемление.

9.1.24 На трубопроводах выброса в атмосферу от технологических аппаратов, содержащих взрыво- и пожароопасные вещества, должны устанавливаться огнепреградители.

9.1.25 Межцеховые трубопроводы групп А и Б не допускается прокладывать под и над зданиями. Трубопроводы групп А, Б(а), Б(б) не допускается укладывать в общих каналах с паропроводами, теплопроводами, кабелями силового и слабого тока.

9.1.26 Подземные трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунте, в местах пересечения автомобильных дорог и железнодорожных путей должны быть проложены в защитных металлических и бетонных трубах, концы которых должны отстоять от головки рельсов или от обочины дороги не менее чем на 2 м; расстояние от верхней образующей защитной трубы до подошвы шпалы железнодорожного пути должно быть не менее 1 м; до полотна автодороги – не менее 0,5 м.

9.1.27 Свободная высота эстакад для трубопроводов над проездами и проходами должна быть, для:

- железнодорожных путей (над головкой рельса), не менее 5,55 м;
- автомобильных дорог, не менее 5,00 м (4,50 м при соответствующем обосновании);
- пешеходных дорог, не менее – 2,20 м.

9.1.28 При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автодорог расстояние по горизонтали от грани ближайшей опоры эстакады должно быть до:

- оси железнодорожного пути нормальной колеи не менее 2,45 м;
- края (бордюра) автодороги не менее 1,00 м.

9.1.29 Воздушные линии электропередачи на пересечениях с эстакадами должны проходить только над трубопроводами. Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линий электропередачи (нижних проводов с учетом их провисания) следует принимать в зависимости от напряжения по таблице 7.

Таблица 7 – Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линий электропередачи

Напряжение ЛЭП, кВ	Расстояние над трубопроводом, м
до 1	1,00
от 1 до 20	3,00
от 35 до 110	4,00
150	4,50
220	5,00

При определении вертикального и горизонтального расстояния между воздушными линиями электропередачи и технологическими трубопроводами всякого рода защитные ограждения, устанавливаемые над ними в виде решеток, галерей, площадок, рассматриваются как части трубопровода.

9.1.30 При подземной прокладке трубопроводов в случае одновременного расположения в одной траншее двух и более трубопроводов они должны располагаться в один ряд (в одной горизонтальной плоскости). Расстояние между ними в свету следует принимать при следующих условных диаметрах трубопроводов:

- до 300 мм – не менее 0,40 м;
- более 300 мм – не менее 0,50 м.

9.1.31 Глубина заложения подземных трубопроводов должна быть не менее 0,60 м от поверхности земли до верхней части трубы или теплоизоляции в тех местах, где не предусмотрено движение транспорта, а на остальных участках глубина заложения принимается исходя из условий сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок.

Трубопроводы, транспортирующие застывающие, увлажненные и конденсирующиеся вещества, должны располагаться на 0,10 м ниже глубины промерзания грунта с уклоном к конденсатосборникам, другим емкостям или аппаратам.

9.1.32 По возможности следует избегать пересечения и сближения трубопроводов до расстояния менее 11,00 м с рельсовыми путями электрифицированных (на постоянном токе) дорог и другими источниками блуждающих токов.

В обоснованных случаях допускается уменьшение указанного расстояния при условии применения соответствующей защиты от блуждающих токов с обоснованиями в проекте.

В местах пересечения подземных трубопроводов с путями электрифицированных железных дорог применяются диэлектрические прокладки.

9.2 Прокладка газопроводов природного газа

9.2.1 При прокладке газопроводов природного газа должны учитываться требования правил ПБ 12-529-03 [2].

9.2.2 В системах газоснабжения ТЭС не допускается прокладка газопроводов по территории трансформаторных подстанций и открытых электрораспределительных устройств, складов резервного топлива, галереям подачи резервного топлива, ниже нулевой отметки зданий, а также использование газопроводов в качестве опорных конструкций и заземлений.

Прокладка внутренних газопроводов должна быть открытой.

9.2.3 Подводящие газопроводы от ГРС или магистральных газопроводов до площадки ТЭС, независимо от давления транспортируемого газа, следует прокладывать, как правило, подземно.

9.2.4 Наружный газопровод в пределах ТЭС должен быть надземным, исключая участок его, отстоящий на 15,00 м от ограды внутрь площадки электростанции, который может быть как надземным, так и подземным.

9.2.5 Надземные газопроводы могут прокладываться на высоких и низких опорах, эстакадах с использованием несгораемых конструкций.

Допускается прокладка газопроводов на эстакадах с другими технологическими трубопроводами и электрическими кабелями, при этом газопроводы должны размещаться в верхнем ярусе эстакады.

9.2.6 Трасса газопровода должна проходить вдоль проездов и дорог, как правило, со стороны, противоположной тротуару (пешеходной дорожке), и по возможности максимально обеспечивать самокомпенсацию температурных деформаций газопровода, для чего его повороты должны делаться, как правило, под углом 90°.

9.2.7 Транзитная прокладка газопроводов не допускается на территории открытых подстанций и складов горючих и легковоспламеняющихся жидкостей, по стенам зданий категорий В, Г, Д, со степенью огнестойкости ниже III.

9.2.8 Полоса земли, отводимая под трубопровод, должна иметь ширину, равную поперечному габариту арматурного или иного узла на подземном газопроводе и наибольшей длине траверсы (ригеля), включая консоли, отдельно стоящих опор или эстакады на надземном газопроводе. При этом должна быть предусмотрена возможность беспрепятственного перемещении пожарной техники и подъемно-транспортных средств.

9.2.9 Газопровод должен прокладываться с уклоном, обеспечивающим сток конденсата к месту его выпуска. Уклон, как правило, должен составлять 0,002, если его направление по ходу газа, и 0,003, если против.

9.2.10 П-образные компенсаторы при специальном обосновании могут располагаться над автомобильными дорогами и проездами.

9.2.11 Высота свободного пространства от земли до низа труб, прокладываемых на низких опорах, должна быть не менее 0,35 м при ширине группы труб до 1,50 м и не менее 0,50 м при ширине 1,50 м и более.

9.2.12 Распределительный газопровод должен располагаться вне помещений ГТУ.

9.2.13 Расстояние в свету до газопровода по вертикали должно быть не менее:

- от покрытия пешеходной дороги 2,20 м;
- от покрытия автомобильной дороги 4,50 м;
- от плоскости головок рельсов железной дороги 5,50 м.

9.2.14 Надземный газопровод, пересекаемый высоковольтной линией электропередачи, должен иметь защитное устройство, предотвращающее попадание на него электропроводов в случае их обрыва. Защитное устройство должно быть из несгораемых материалов и конструкций, как правило, металлических, имеющих надежное заземление.

Сопротивление заземления газопровода и его защитного устройства должно быть не более 10 Ом.

9.2.15 Оголовки продувочных газопроводов и сбросных газопроводов от предохранительных клапанов, установленных на газопроводах, должны располагаться:

- с давлением более 1,2 МПа – не менее чем на 5,00 м выше самой высокой точки здания в радиусе 20 м от сбросного газопровода, но не менее 6 м от уровня планировочной отметки площадки (земли);
- с давлением менее 1,2 МПа – не менее чем на 1,00 м выше дефлектора здания или на 2.00 м выше светоаэрационного фонаря соседнего (ближе 20,00 м) здания, но не менее 5,00 м от земли.

9.2.16 Сбросной трубопровод должен располагаться со стороны здания, противоположной воздухозабору. Расстояние от оголовка до мест забора воздуха приточной вентиляции должно быть не менее 10,00 м по горизонтали и 6,00 м по вертикали.

Устройство оголовка сбросного трубопровода должно исключать рассеивание газа ниже плоскости его размещения и попадание в него атмосферных осадков.

9.2.17 Газовые коллекторы, подводящие газ к ГТУ, должны прокладываться снаружи зданий по стенам или опорам, располагаться на высоте не менее 4,50 м от уровня земли и не пересекать оконные и дверные проемы.

9.2.18 Расстояние (в свету) между газопроводом и ограждающими конструкциями здания тепловой электростанции должны быть не менее:

- 150 мм для труб диаметром менее 200,00 мм;
- 300 мм для труб диаметром (включительно) от 200,00 до 500,00 мм;
- 500 мм для труб диаметром более 500 мм

9.2.19 Газопроводы при прокладке через стены должны выполняться в стальных футлярах. Внутренний диаметр футляра должен быть на 100 мм больше диаметра газопровода. Зазоры между газопроводом и футляром должны уплотняться просмоленной паклей и заполняться битумом.

9.3 Прокладка водородопроводов и кислородопроводов

9.3.1 При прокладке водородопроводов и кислородопроводов необходимо учитывать требования правил ПБ 09-540-03[3].

9.3.2 Водородопроводы в пределах предприятий должны прокладываться преимущественно над поверхностью земли, на стойках и эстакадах. Допускается совместная прокладка не более двух водородопроводов.

9.3.3 Водородопроводы в помещениях, как правило, прокладываются открыто. Допускается в исключительных случаях прокладывать водородопроводы в каналах совместно с другими трубопроводами при выполнении следующих условий:

- перекрытия каналов должны быть устроены так, чтобы исключалась возможность скопления водорода под ними;
- установка любого вида арматуры в канале на водородопроводе исключается;
- водородопровод размещается выше других трубопроводов;
- трубы с водородом в пределах канала монтируются на сварке;
- глубина канала не должна превышать 1,0 м;
- каналы, предназначенные для прокладки водородопроводов, не должны пересекаться с другими каналами.

Допускается прокладка водородопроводов в нишах стен без застойных зон, а также в специальных негорючих лотках со съемными щитами и отверстиями для вентиляции.

9.3.4 В каналах допускается прокладка совместно с водородопроводами воздухопроводов и трубопроводов с инертными газами, а также труб холодного и горячего водоснабжения, отопления и технологического теплоснабжения при условии монтажа труб в пределах канала на сварке и без установки арматуры.

9.3.5 Прокладка газопроводов в местах прохода людей должна предусматриваться на высоте не менее 2,20 м от пола до низа газопровода.

9.3.6 Допускается совместная прокладка трубопроводов водорода с другими трубопроводами на общих опорах при условии обеспечения

возможности осмотра и ремонта каждого из трубопроводов, при этом трубопроводы, транспортирующие агрессивные жидкости, должны располагаться сбоку или снизу на расстоянии не менее 250 мм. При прокладке водородопроводов совместно с трубопроводами кислорода первые необходимо прокладывать максимально выше трубопроводов кислорода.

9.3.7 Газопроводы электролитических и инертных газов, предназначенные для транспортирование очищенных и осушенных газов, допускается прокладывать без уклонов.

9.3.8 На вводах водопроводов в производственные здания должна быть установлена отключающая запорная арматура.

Запорная арматура и отсекающие устройства с дистанционным управлением должны устанавливаться вне здания на расстоянии не менее 3,00 м и не более 50,00 м от места ввода в здание.

9.3.9 При прокладке цеховых трубопроводов водорода должна быть предусмотрена самокомпенсация.

9.3.10 Арматура должна располагаться в местах, удобных для обслуживания.

9.3.11 Ручной привод арматуры должен располагаться на высоте не более 1,80 м от уровня площадки или пола помещения. Арматура не должна размещаться над дверными проемами и технологическими проходами.

9.3.12 Не допускается прокладка водородопроводов через бытовые, подсобные, административно-хозяйственные, складские помещения, электрораспределительные, трансформаторные помещения, вентиляционные камеры, помещения КИП, лестничные клетки, пути эвакуации, а также производственные помещения, не связанные с потреблением водорода.

9.3.13 Прокладка транзитных водородопроводов по наружным стенам производственных зданий, как правило, не допускается.

Допускается прокладка отдельных водородопроводов давлением до 1 МПа, диаметром до 100 мм включительно, а также трубопроводов инертных газов и кислорода по глухому участку стены вспомогательных помещений категорий В4, Г и Д на расстоянии от оконных и дверных проемов не менее 0,50 м. Не допускается прокладка трубопроводов по стенам зданий на участках со сплошным остеклением и по легкосбрасываемым ограждающим конструкциям.

9.3.14 Расстояние между сбросами водорода и кислорода должны быть не менее 10,00 м. Если это расстояние меньше, но не менее 6,00 м, то трубопроводы водорода должны быть выведены на 0,5 м выше, чем трубопроводы кислорода.

9.3.15 Выхлопные свечи от предохранительных клапанов, а также продувочные свечи от водородных систем должны быть выведены не менее чем на 1,00 м выше самой высокой точки здания или самой высокой зоны рабочей площадки открытой установки, расположенной в радиусе 10,00 м от свечи; при этом выходное отверстие свечи должно быть на высоте не менее 6,00 м от уровня земли.

9.3.16 Трубопроводы должны быть заземлены и защищены от статического электричества в соответствии с требованиями безопасности, предъявляемыми к устройству электроустановок.

9.4 Прокладка трубопроводов неорганических жидких кислот и щелочей

9.4.1 Прокладку трубопроводов неорганических жидких кислот и щелочей выполнять в соответствии с правилами ПБ 09-596-03 [5].

9.4.2 Трубопроводы для транспортировки кислот и щелочей, прокладываемые по эстакадам, должны быть защищены от механических повреждений, в том числе:

- от падающих предметов (не допускается расположение над трубопроводом подъемных устройств и легкосбрасываемых навесов);
- от возможных ударов со стороны транспортных средств, для чего трубопроводы располагают на удалении от опасных участков или отделяют их барьерами;
- при многоярусной прокладке трубопроводы кислот и щелочей следует располагать на самых нижних ярусах.

9.4.3 Для межзаводского трубопровода кислот или щелочей, прокладываемого вне территории предприятий, должна предусматриваться охранная зона шириной не менее 2,00 м с каждой его стороны, в пределах которой осуществление работ без согласования и контроля со стороны представителя организации, эксплуатирующей трубопровод, не допускается.

9.4.4 Фланцевые соединения трубопроводов кислот и щелочей должны иметь защитные кожухи. Не допускается располагать арматуру, компенсаторы, дренажные устройства, фланцевые и резьбовые соединения в местах пересечения трубопроводами железных и автомобильных дорог, над дверными проемами, а также под и над окнами, над рабочими площадками, основными проходами обслуживающего персонала и проездами внутри цехов и на территории предприятия.

9.4.5 Не допускается прокладка трубопроводов кислот и щелочей по наружным стенам зданий, не связанных с обращением кислот и щелочей и через вспомогательные, подсобные, административные и бытовые помещения. В местах пересечения железных и автомобильных дорог, пешеходных проходов трубопроводы должны быть заключены в желоб с отводом утечек кислот и щелочей в безопасные места, определяемые проектом.

9.4.6 К трубопроводам, транспортирующим кислоты и щелочи, не должны крепиться другие трубопроводы (кроме закрепляемых без приварки теплоспутников).

9.4.7 При транспортировке кислот и щелочей по трубопроводам для предотвращения застывания (кристаллизации) должна предусматриваться прокладка наружных трубопроводов с теплоспутниками и теплоизоляцией трубопроводов.

9.4.8 При прокладке трубопроводов кислот и щелочей следует обеспечивать их наименьшую протяженность, исключать провисание и образование застойных зон.

9.4.9 Трубопроводы кислот и щелочей следует прокладывать с уклоном, обеспечивающим возможно полное опорожнение их в технологическую емкость или в специальные баки.

9.5 Прокладка воздухопроводов и других трубопроводов компрессорных установок

9.5.1 Прокладку воздухопроводов и трубопроводов компрессорных установок выполнять в соответствии с правилами ПБ 03-581-03 [6].

9.5.2 Разводка охлаждающей системы трубопроводов в помещении компрессорной установки выполняется преимущественно в каналах (туннелях). Каналы должны иметь дренаж.

9.5.3 Забор (всасывание) воздуха воздушным компрессором следует производить снаружи помещения компрессорной станции на высоте не менее 3 м от уровня земли.

Для воздушных компрессоров производительностью до 10 $м^3$/мин., имеющих воздушные фильтры на машине, допускается производить забор воздуха из помещения компрессорной станции.

9.5.4 Воздухопроводы и газопроводы следует укладывать с уклоном 0,005 в сторону линейных водоотделителей. Следует исключать образование застойных зон и участков, где могут скапливаться конденсат или масло.

9.5.5 На отдельных участках трубопроводов, где возможно скопление воды и масла, следует устанавливать линейные водоотделители с автоматической или ручной продувкой.

9.5.6 Трубопроводы следует прокладывать на расстоянии не менее 0,5 м от электрокабелей, электропроводов и другого электрооборудования.

9.5.7 Воздухопроводы и газопроводы, соединяющиеся с компрессорной установкой, должны проектироваться с тем расчетом, чтобы избежать повышенной вибрации трубопроводной системы при работе компрессоров.

9.6 Прокладка мазутопроводов в котельных

9.6.1 Прокладка мазутопроводов ниже нулевой отметки котельной не разрешается.

9.6.2 Применение сальниковых компенсаторов на мазутопроводах не допускается.

9.6.3 Все мазутопроводы при установке на них электрифицированной арматуры должны быть заземлены.

9.6.4 Использование мазутопроводов в качестве конструкции, несущей нагрузку от каких-либо сооружений или устройств, не допускается.

9.6.5 Запрещается прокладка мазутопроводов через газоходы котельной установки, воздуховоды, вентиляционные шахты.

9.6.6 Пар к форсункам должен быть подведен так, чтобы была исключена возможность попадания его в мазутный тракт форсунки во время ее работы, а также мазута в продувочный паропровод и в его конденсатные линии. Линии подвода продувочного пара к форсункам должны выполняться таким образом, чтобы они были заполнены паром, а не конденсатом.

9.7 Компенсация температурных деформаций трубопроводов

9.7.1 В соответствии с правилами ПБ 10-573-03 [1], ПБ 12-529-03 [2] каждый участок трубопровода между неподвижными опорами должен быть

рассчитан на компенсацию тепловых удлинений, которая может осуществляться за счет самокомпенсации или путем установки компенсаторов.

Применение чугунных сальниковых компенсаторов не разрешается.

9.7.2 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. Контроль за тепловыми перемещениями выполнять в соответствии с разделом 10.

9.7.3 Не допускается применять сальниковые компенсаторы на технологических трубопроводах, транспортирующих среды групп А и Б.

Не допускается установка линзовых, сальниковых и волнистых компенсаторов на трубопроводах с условным давлением свыше 10 МПа.

9.7.4 П-образные компенсаторы следует применять для технологических трубопроводов всех категорий. Их изготавливают либо гнутыми из цельных труб, либо с использованием гнутых, крутоизогнутых или сварных отводов.

9.7.5 Для П-образных компенсаторов гнутые отводы следует применять только из бесшовных, а сварные – из бесшовных и сварных прямошовных труб.

9.7.6 Применять водогазопроводные трубы для изготовления П-образных компенсаторов не допускается, а электросварные со спиральным швом рекомендуются только для прямых участков компенсаторов.

9.7.7 П-образные компенсаторы должны быть установлены горизонтально с соблюдением необходимого уклона. В виде исключения (при ограниченной площади) их можно размещать вертикально петлей вверх или вниз с соответствующим дренажным устройством в низшей точке и воздушниками.

9.7.8 При установке линзовых компенсаторов с внутренним стаканом на горизонтальных трубопроводах с каждой стороны компенсатора должны быть предусмотрены направляющие опоры на расстоянии не более 1,5 D_y компенсатора.

9.7.9 Для компенсации температурных деформаций газопровода природного газа ГТУ и ПГУ следует использовать самокомпенсацию за счет поворотов и изгибов трассы или предусматривать установку П-образных компенсаторов.

9.8 Устройства дренирования и продувок трубопроводов

9.8.1 При проектировании устройств дренирования и продувок трубопроводов следует учитывать требования правил ПБ 10-573-03 [1], ПБ 12-529-03 [2], ПБ 09-540-03[3].

9.8.2 В нижних точках каждого отключаемого задвижками участка трубопроводов пара и горячей воды должны предусматриваться спускные штуцера, снабженные запорной арматурой, для опорожнения трубопроводов.

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

9.8.3 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 на давление 20 МПа и выше должны обеспечиваться 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 за их работой во время прогрева трубопровода.

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

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

9.8.6 Для предупреждения образования трещин на паропроводах вследствие попадания в них конденсата, следует устанавливать индивидуальные запорные вентили на каждой дренажной линии вблизи места ее присоединения к паропроводам (расстояние не более 250-300 мм от паропровода). Штуцер перед вентилем должен быть расположен в слое тепловой изоляции паропровода. Арматура и дренажные линии до нее должны быть тщательно изолированы.

9.8.7 В целях предупреждения снего- и ледообразования на кровлях главных корпусов электростанций следует выполнять трассировку выхлопных трубопроводов и системы их дренирования, исключающих скопление конденсата. Дренажные линии выхлопных труб выполнять диаметром не менее 50 мм, чтобы обеспечить достаточные проходные сечения постоянно действующих дренажей, исключить засорение их продуктами коррозии или замораживание.

Установка запорных органов на постоянных дренажах не допускается.

При разработке проектов выхлопных трубопроводов от предохранительных клапанов должны предусматриваться специальные устройства для снижения уровня шума.

9.8.8 Непрерывный отвод конденсата через конденсационные горшки или другие устройства обязателен для паропроводов насыщенного пара и для тупиковых участков паропроводов перегретого пара.

Для тепловых сетей непрерывный отвод конденсата в нижних точках трассы обязателен независимо от состояния пара паропроводов тепловых сетей.

9.8.9 Технологические трубопроводы независимо от транспортируемого продукта должны иметь дренажи для слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удаления газа.

Необходимость специальных устройств для дренажа и продувки определяется проектом в зависимости от назначения и условий работы трубопровода.

9.8.10 Опорожнение технологических трубопроводов, как правило, должно производиться в технологическое оборудование, имеющее устройства для периодического или непрерывного отвода жидкости. При невозможности обеспечения полного опорожнения (при наличии «мешков», обратных уклонов и т.д.) в нижних точках трубопроводов следует предусматривать специальные дренажные устройства непрерывного или периодического действия.

9.8.11 Трубопроводы, в которых возможна конденсация продукта, должны иметь дренажные устройства для непрерывного удаления жидкости.

В качестве дренажных устройств непрерывного действия в зависимости от свойств и параметров среды могут применяться конденсатоотводчики, гидравлические затворы и другие устройства с отводом жидкости в закрытые системы и сборники.

9.8.12 В качестве дренажных устройств периодического действия следует предусматривать специальные сливные штуцера с запорной арматурой для присоединения стационарных или съемных трубопроводов, гибких шлангов для отвода продуктов в дренажные емкости или технологическое оборудование. На запорную арматуру устанавливается заглушка. Дренажные устройства для аварийного опорожнения следует проектировать стационарными.

Для продуктов 1 и 2 классов опасности и сжиженных газов, устройства для опорожнения с помощью гибких шлангов не допускаются.

Диаметр дренажного трубопровода принимается в соответствии с гидравлическим расчетом исходя из условий регламентированного времени дренажа, но не менее 25 мм.

9.8.13 Для прогрева и продувки трубопроводов, в которых возможна конденсация продукта, на вводе в производственные цеха, технологические узлы и установки перед запорной арматурой, а также на всех участках трубопроводов, отключаемых запорными органами, должен быть предусмотрен в концевых точках дренажный штуцер с вентилем (и заглушкой – для токсичных продуктов).

Диаметры дренажных штуцеров и запорной арматуры для удаления конденсата из паропровода при его продувке, а также из трубопроводов другого назначения в случае необходимости их продувки паром принимаются в зависимости от диаметра трубопровода по таблице 8

Таблица 8 – Диаметры штуцеров для дренирования паропровода при его продувке

Диаметр трубопровода D_y, мм	Диаметр штуцера и арматуры D_y, мм
до 70	25
от 80 до 125	32
от 150 до 170	40
от 200 до 250	50
от 300 до 400	80
от 450 до 600	100
от 700 до 800	125
от 900 до 1200	150

9.8.14 Для опорожнения трубопроводов от воды после гидравлического испытания в первую очередь используются устройства для технологического дренажа трубопроводов. При отсутствии технологического дренажа предусматриваются штуцера диаметром в соответствии с таблицей 9, вваривaемые непосредственно в дренируемый трубопровод.

Таблица 9 – Диаметры штуцеров для дренирования трубопровода после гидравлического испытания

Диаметр трубопровода D_y, мм	Диаметр штуцера D_y, мм
от 25 до 80	15
от 100 до 150	20

от 175	до 300	25
от 350	до 450	32
от 500	до 700	40
от 800	до 1200	50

9.8.15 Для трубопроводов, предназначенных для транспортирования сжиженных газов, пожаровзрывоопасных продуктов и веществ 1 и 2 классов опасности, должны быть предусмотрены в начальных и конечных точках трубопровода штуцера с арматурой и заглушкой для продувки их инертным газом или водяным паром и (или) промывки водой или специальными растворами.

Подвод (отвод) инертного газа, пара, воды или промывочной жидкости к трубопроводам должен производиться с помощью съемных участков трубопроводов или гибких шлангов. По окончании продувки (промывки) съемные участки или шланги должны быть сняты, а на запорную арматуру установлены заглушки.

Диаметры штуцеров для продувки и промывки принимаются в зависимости от диаметра трубопровода, но не менее указанных в пункте 9.8.14.

9.8.16 Трубопроводы с технологическими средами 1, 2 и 3 классов опасности следует продувать в специальные сбросные трубопроводы с последующим использованием или обезвреживанием продувочных газов и паров. Продувку остальных трубопроводов допускается осуществлять через продувочные свечи в атмосферу.

9.8.17 Продувочные свечи и трубопроводы выброса от предохранительных клапанов в нижних точках должны иметь дренажные отверстия и штуцера с арматурой, либо другие устройства, исключающие возможность скопления жидкости в результате конденсации.

9.8.18 Все виды устройств отводящих конденсат и все дренажные трубопроводы, размещаемые вне помещений, должны быть надежно защищены от замерзания теплоизоляцией и обогревом.

9.8.19 Газопроводы природного газа котла должны иметь систему продувочных газопроводов с отключающими устройствами и штуцерами для отбора проб, а также растопочный сбросной газопровод (при необходимости).

Продувочные газопроводы должны быть предусмотрены:

- в конце каждого тупикового участка газопровода, включая запальный газопровод;
- перед вторым отключающим устройством на отводе к котлу;
- перед местом установки заглушек на газопроводе котла;
- перед ПЗК котла;
- перед первым отключающим устройством у горелки (если длина газопровода превышает 2 м);
- с обеих сторон секционного отключающего устройства при кольцевой схеме подвода газа к котельной.

Диаметр продувочного газопровода должен определяться расчетом с учетом обеспечения 15-кратного объема продуваемого участка газопровода в течение 1 ч, но быть не менее 20 мм.

9.8.20 Объединение продувочных газопроводов с трубопроводами безопасности, а также продувочных газопроводов от участков, разделенных заглушками или регулирующими клапанами, не допускается.

9.8.21 Все сбросные линии от водородных установок должны направляться через продувочные свечи в атмосферу. Сброс водорода, кислорода, азота должен регламентироваться.

9.8.22 Не допускается объединение выбросов в атмосферу водорода и кислорода.

9.8.23 Продувочные свечи от электролизных установок при возможности скопления в них влаги должны иметь дренажные устройства и устанавливаться в местах, доступных для осмотра и ремонта.

9.8.24 Перед началом и по окончании сброса водорода или продувочного газа в атмосферу свечи должны продуваться инертным газом. Продувка свечей от электролизных установок должна производиться азотом. Конструкция должна предусматривать отбор проб на анализ. Конструкция верха продувочных свечей должна исключать возможность попадания в них атмосферных осадков.

9.9 Опорно-подвесная система трубопроводов

9.9.1 Проектирование опорно-подвесной системы должно выполняться с учетом правил ПБ 10-573-03 [1].

9.9.2 Трубопроводы следует монтировать на опорах или подвесках. Расположение опор (неподвижных, скользящих, катковых, пружинных и т.д.), подвесок и расстояние между ними определяются проектом.

Опоры и подвески следует располагать по возможности ближе к сосредоточенным нагрузкам, арматуре, фланцам, фасонным деталям и т.п.

9.9.3 Несущие конструкции трубопровода, его опоры и подвески (за исключением пружин) должны быть рассчитаны на вертикальную нагрузку от веса трубопровода, покрытого тепловой изоляцией и наполненного водой, и на усилия, возникающие от теплового расширения трубопровода.

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

9.9.4 Неподвижные опоры должны рассчитываться на усилия, передаваемые на них при наиболее неблагоприятном сочетании нагрузок.

9.9.5 Опоры и подвески располагаются на расстоянии не менее 50 мм от сварных швов для труб диаметром менее 50 мм и не менее 200 мм для труб диаметром свыше 50 мм.

В целях повышения надежности работы сварных соединений трубопроводов диаметром 150 мм и более и температурой среды 300°С и выше рекомендуемое расстояние от края опоры или подвески до сварного соединения должно быть в пределах от 0,75 до 1,20 м. В случае невозможности соблюдения указанного расстояния из-за прокладки трубопровода в стесненных условиях допускается уменьшение расстояния до величины не менее 200 мм.

9.9.6 При выборе материалов для опорных конструкций, опор и подвесок, размещаемых вне помещений и в неотапливаемых помещениях, за расчетную температуру принимается средняя температура наиболее холодной пятидневки года с обеспеченностью 0,92.

Для элементов опор и подвесок, непосредственно соприкасающихся с трубопроводом, следует также учитывать температуру транспортируемого вещества.

9.9.7 В проекте при необходимости указываются величины предварительного смещения подвижных опор и тяг подвесок, а также данные по регулировке пружинных опор подвесок.

При применении подвесок в проекте указываются длины тяг в пределах от 150 до 2000 мм, кратные 50 мм.

9.9.8 При необходимости уменьшения усилий от трения следует устанавливать специальные конструкции опор, в том числе шариковые и катковые.

При пространственной прокладке трубопроводов с внутренним диаметром более 150 мм и температурой пара 300°С и выше не рекомендуется установка жестких тяг и катковопружинных опор.

9.10 Тепловая изоляция

9.10.1 В соответствии с правилами ПБ 10-573-03 [1], необходимость применения тепловой изоляции определяется в каждом конкретном случае, в зависимости от свойств транспортируемых веществ, места и способа прокладки трубопровода, требований технологического процесса и требований безопасности труда и взрывопожаробезопасности с учетом требований строительных норм и правил [8].

9.10.2 Технологические трубопроводы подлежат тепловой изоляции в следующих случаях:

- при необходимости предупреждения и уменьшения теплопотерь;
- при температуре стенки трубопровода за пределами рабочей или обслуживаемой зоны выше 60°С, а на рабочих местах и в обслуживаемой зоне во избежание ожогов –при температуре выше 45°С;
- при необходимости обеспечения нормальных температурных условий в помещении.

9.10.3 На трубопроводах пара и горячей воды I категории в местах расположения сварных соединений и точек измерения ползучести металла должны быть установлены съемные участки изоляции.

9.10.4 Тепловая изоляция трубопровода с обогревающими спутниками осуществляется совместно с обогреваемыми спутниками.

Необходимость обогрева, выбор теплоносителя, диаметр обогреваемого спутника и толщина теплоизоляции определяются проектом.

9.10.5 Нанесение тепловой изоляции трубопроводов осуществляется после испытания их на прочность и плотность и устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

Обогревающие спутники также должны быть испытаны и приняты комиссией по акту до нанесения тепловой изоляции.

9.10.6 В теплоизоляционных конструкциях трубопровода следует предусматривать следующие элементы:

- основной теплоизолирующий слой;
- армирующие и крепежные детали;
- защитно-покровный слой.

9.10.7 Для арматуры, фланцевых соединений, компенсаторов, а также в местах измерения и проверки состояния трубопроводов должны предусматриваться съемные теплоизоляционные конструкции. Толщина тепловой изоляции этих элементов должна приниматься равной 0,8 от толщины тепловой изоляции труб.

9.10.8 Для трубопроводов с рабочей температурой выше плюс 250°С и ниже минус 60°С не допускается применение однослойных теплоизоляционных конструкций из формованных изделий (перлитоцементных, известковокремнеземистых, совелитовых, вулканитовых).

9.10.9 Не допускается применять элементы теплоизоляционных конструкций из сгораемых материалов для трубопроводов групп А и Б, а также трубопроводов группы В при надземной прокладке, для внутрицеховых, расположенных в тоннелях и на путях эвакуации эксплуатационного персонала (коридорах, лестничных клетках и др.).

9.10.10Тепловая изоляция трубопроводов, прокладываемых на открытом воздухе и вблизи масляных баков, маслопроводов, мазутопроводов, кабельных линий, должна иметь металлическое или другое покрытие, предохраняющее ее от пропитывания влагой или нефтепродуктами.

9.10.11Трубопроводы с температурой рабочей среды ниже температуры окружающего воздуха должны быть защищены от коррозии, иметь гидро- и теплоизоляцию.

9.11 Защита от коррозии

9.11.1 При транспортировке агрессивных веществ в соответствии с правилами ПБ 09-540-03 [3] защиту от коррозии внутренней поверхности стальных трубопроводов следует обеспечивать с учетом химических и физических свойств веществ, конструкции и материалов элементов трубопроводов, условий эксплуатации и других факторов.

9.11.2 Защиту труб от внутренней коррозии конденсатно-питательного тракта следует выполнять путем:

- уменьшения содержания кислорода в тракте;
- применения водоподготовки и термической деаэрации;
- повышения и поддержания pH питательной воды и конденсата пара в пределах рекомендаций действующих правил по эксплуатации;
- применения ингибиторов коррозии паро-конденсатной среды;
- применения коррозионно-стойких сталей или покрытия внутренней поверхности труб из углеродистых сталей антикоррозионными составами (лакокрасочное покрытие или гуммирование).

9.11.3 Выбор вида и системы защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов осуществляется в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды,

степени опасности электрокоррозии, вида и параметров транспортируемых веществ.

9.11.4 Подземные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии специальной усиленной противокоррозионной защитой (изоляцией).

9.11.5 Решение о необходимости электрохимической защиты принимается в соответствии с требованиями нормативной документации на основании коррозионных исследований, выполняемых с целью выявления на участках прокладки трубопроводов опасности почвенной коррозии или коррозии блуждающими токами.

9.11.6 При проектировании мероприятий по антикоррозионной защите технологических трубопроводов конструктивные решения должны обеспечивать доступность осмотра и восстановления антикоррозионных покрытий.

9.11.7 В проект технического задания на проектирование подземного газопровода должен быть включен раздел по электрохимической защите его наружной поверхности от коррозии независимо от коррозионной активности грунта.

Проект защиты от электрохимической коррозии должен быть выполнен с учетом наиболее рациональных технико-экономических решений.

9.11.8 Защита подземных газопроводов должна быть комплексной – защитные покрытия и катодная поляризация наружной поверхности относительно окружающей среды (земли).

Для обеспечения возможности регулировки наложенных потенциалов на защищаемых сооружениях подключения отводящих трубопроводов к магистральным газопроводам и к пунктам подготовки газа (на наружных участках газопровода в местах его ввода и выхода из земли) должны выполняться через изолирующие фланцевые соединения.

Выбор конструкции контрольно-измерительных пунктов, изолирующих фланцев, шунтирующих перемычек и защитных покрытий производится с учетом Технический регламента «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (Утв. Постановлением Правительства Российской Федерации от 29.10.2010 № 870), ПБ 12-529-03 [2], ПБ 12-540-03 [3], СО 34.30.106-00 (РД 153-34.1-30.106-00) [8], СТО 70238424.27.100.032-2009 и СТО 70238424.27.100.020-2008.

Все работы по комплексу электрохимической защиты от коррозии следует выполнять в соответствии с руководящими указаниями [10].

9.11.9 В зависимости от назначения трубопровода и параметров среды поверхность трубопровода должна быть окрашена в соответствующий цвет и иметь предупреждающие цветные кольца и маркировочные надписи в соответствии с ГОСТ 14202.

9.11.10Все трубопроводы, поверхность тепловой изоляции которых не имеет металлической обшивки, должны быть окрашены. При наличии защитного покрытия на их поверхность должны быть нанесены маркировочные кольца, расстояние между которыми должно составлять от 1 м до 5 м. Кольца наносятся также при входе и выходе трубопровода из стен здания, а также до и после арматуры.

9.12 Арматура, предохранительные устройства, КИП

9.12.1 Трубопроводы для обеспечения безопасных условий эксплуатации должны быть оснащены приборами для измерения давления и температуры рабочей среды, а в необходимых случаях – запорной и регулирующей арматурой, редукционными и предохранительными устройствами и средствами защиты и автоматизации.

Количество и размещение арматуры, средств измерения, автоматизации и защиты должны быть предусмотрены проектной организацией.

9.12.2 Арматуру в зависимости от рабочих параметров и свойств транспортируемой среды рекомендуется выбирать в соответствии с нормативно-технической документацией.

9.12.3 Арматура должна иметь четкую маркировку на корпусе, в которой указывается:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;
- условный проход;
- условное или рабочее давление и температура среды;
- направление потока среды;
- марка стали.

9.12.4 Арматура с условным проходом 50 мм и более должна поставляться с паспортом установленной формы, где указываются применяемые материалы, режимы термической обработки и результаты неразрушающего контроля, если проведение этой операции было предусмотрено ТУ. Данные должны относиться к основным деталям арматуры: корпусу, крышке, шпинделю, затвору и крепежу.

9.12.5 Трубопроводная арматура должна размещаться в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры должен располагаться на высоте не более 1,8 м от уровня пола помещения или площадки, с которой производят управление. При частом использовании арматуры привод следует располагать на высоте не более 1,6 м.

При размещении арматуры на высоте более чем указано, для ее обслуживания должны предусматриваться стационарные или переносные площадки, лестницы и ограждения.

9.12.6 На вводах трубопроводов в цехи и установки и выводах должна устанавливаться запорная арматура. На вводах трубопроводов для горючих газов, а также для трубопроводов для легковоспламеняющихся и горючих жидкостей диаметром 400 мм и более должна устанавливаться запорная арматура с дистанционным управлением и ручным дублированием.

Запорная арматура с дистанционным управлением должна располагаться вне здания на расстоянии не менее 3 м и не более 50 м от стены здания или ближайшего аппарата, расположенного вне здания.

9.12.7 На запорной арматуре устанавливаются указатели, показывающие ее состояние: «открыто», «закрыто».

9.12.8 На маховиках арматуры должно быть обозначено направление вращения при открытии и закрытии арматуры.

9.12.9 При конструировании привода арматуры трубопровода следует соблюдать следующие условия:

- открытие арматуры должно производиться движением маховика против часовой стрелки, закрытие – по часовой стрелке, кроме того, должна быть предусмотрена возможность закрытия вентилей и задвижек на цепи и замки;

- прорезь, в которой движется указатель открытия арматуры, не должна ограничивать его движения в крайних положениях; на шкале указателя открытия арматуры крайние положения должны быть обозначены надписями.

9.12.10 При ручном приводе можно применять дистанционное управление арматурой с помощью шарнирных соединений и т.п.

9.12.11 При установке привода к арматуре маховики для ручного управления должны открывать арматуру движением против часовой стрелки, а закрывать – по часовой стрелке.

9.12.12 При выборе типа запорной арматуры следует руководствоваться следующими положениями:

- основным типом запорной арматуры, рекомендуемой к применению для трубопроводов с условным проходом от 50 мм и выше, является задвижка, имеющая минимальное гидравлическое сопротивление, надежное уплотнение затвора, небольшую строительную длину и допускающая переменное направление движения среды;

- клапаны (вентили) рекомендуется применять для трубопроводов диаметром до 50 мм; при большем диаметре они могут быть использованы, если гидравлическое сопротивление запорного устройства не имеет существенного значения или при ручном дросселировании давления;

- краны следует применять, если применение другой арматуры недопустимо или нецелесообразно.

Применение запорной арматуры в качестве регулирующей (дросселирующей) не допускается.

9.12.13 Запорная арматура с условным проходом более 400 мм должна применяться с управляющим приводом (шестеренчатым, червячным, электрическим, пневматическим, гидравлическим и пр.).

Запорная арматура с электроприводом должна иметь дублирующее ручное управление.

9.12.14 В целях обеспечения открытия задвижек и вентилей, требующих значительного вращающего момента, а также для прогрева трубопроводов (в технически обоснованных случаях) они должны быть оснащены обводными линиями (байпасами),

9.12.15 Для уменьшения усилий при открывании запорной арматуры с ручным приводом и условным проходом свыше 500 мм при условном давлении до 1,6 МПа (16 кгс/см^2) включительно и с условным проходом свыше 350 мм при условном давлении свыше 1,6 МПа (16 кгс/см^2) ее рекомендуется снабжать обводными линиями (байпасами) для выравнивания давления по обе стороны запорного органа. Условный проход обводной линии должен быть не менее указанного в таблице 10.

Таблица 10 – Условные диаметры обводных линий запорной арматуры

Условный диаметр запорной арматуры	Условный диаметр обводной линии
350-600	50
700-800	80

1000	100
1200	125
1400	150

9.12.16 Регулирующие клапаны, обеспечивающие параметры непрерывного технологического процесса, следует снабжать обводной (байпасной) линией с соответствующими запорными устройствами. При невозможности по условиям безопасности осуществления ручного регулирования технологическим процессом требуется устройство байпасной линии с регулирующим клапаном.

9.12.17 Трубопровод, расчетное давление которого ниже давления питающего его источника, должен иметь редуцирующее устройство с манометром и предохранительным клапаном, которые устанавливаются со стороны меньшего давления.

9.12.18 Редукционные устройства должны иметь автоматическое регулирование давления, а редукционно-охладительные устройства, кроме того, автоматическое регулирование температуры.

9.12.19 Предохранительные устройства должны быть рассчитаны и отрегулированы так, чтобы давление в защищаемом элементе не превышало расчетное более, чем на 10 %, а при расчетном давлении до 0,5 МПа (5 кгс/см^2) – не более чем на 0,05 МПа (0,5 кгс/см^2).

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

9.12.20 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.

9.12.21 Между предохранительным устройством и защищаемым объектом запрещается установка запорных органов.

9.12.22 Предохранительные клапаны должны быть установлены вертикально на наиболее высокой части защищаемого оборудования с тем, чтобы при их открытии из защищаемого объекта в первую очередь удалялись пары и газы. Допускается установка предохранительных клапанов на трубопроводах и специальных отводах в непосредственной близости к защищаемому объекту.

9.12.23 Стояк (вертикальный трубопровод), по которому среда отводится в атмосферу, должен быть надежно закреплен и защищен от попадания атмосферных осадков.

9.12.24 Трубопроводы предохранительных клапанов должны быть рассчитаны с учетом статических нагрузок и динамических усилий, возникающих при их срабатывании.

9.12.25 Главные предохранительные клапаны свежего пара должны быть оснащены шумоглушителями, обеспечивающими уровень шума на входе пара в атмосферу, не превышающий 85 дБ.

9.12.26 Установка шумоглушителей не должна снижать пропускную способность предохранительного клапана ниже требуемого по условиям безопасности значения. На отводящем трубопроводе между клапаном и шумоглушителем (сразу за клапаном) должен быть предусмотрен штуцер для установки манометра с целью контроля давления в сбросном трубопроводе.

9.12.27 Между предохранительным устройством и защищаемым объектом запрещается установка запорных органов.

9.12.28 В случаях, когда защита объекта от повышения давления осуществляется импульсно-предохранительными устройствами, расстояние между штуцерами импульсного и главного клапанов должно быть не менее 500 мм, а длина соединительного трубопровода между ними не должна превышать 2,50 м.

9.12.29 Отводящие трубопроводы и импульсные линии импульсно-предохранительных устройств в местах возможного скопления конденсата должны иметь дренажное устройство для его удаления. Установка запорных органов на дренажных трубопроводах не допускается.

9.12.30 Импульсно-предохранительные устройства свежего пара и пара промперегрева должны быть оснащены электромагнитным приводом, обеспечивающим возможность управления устройством со щита управления, и герметичность затвора импульсных клапанов.

9.12.31 При применении импульсно-предохранительных устройств, оснащенных электромагнитным приводом, питание электромагнитов должно осуществляться от двух независимых друг от друга источников питания, обеспечивающих их срабатывание при исчезновении напряжения собственных нужд.

9.12.32 Конструкция грузового и 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 производить принудительное открытие клапана дистанционно со щита управления.

9.12.33 Класс точности манометров должен быть не ниже:

2,5 – при рабочем давлении до 2,5 МПа (25 кгс/см^2);

1,5 – при рабочем давлении более 2,5 МПа (25 кгс/см^2) до 14 МПа (140 кгс/см^2);

1,0 – при рабочем давлении более 14,0 МПа (140 кгс/см^2).

9.12.34 Шкала манометров выбирается из условия, чтобы при рабочем давлении стрелка манометра находилась в средней трети шкалы.

9.12.35 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.

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 показателей.

Номинальный диаметр манометров, устанавливаемых на высоте до 2,00 м от уровня площадки наблюдения за манометрами, должен быть не менее 100 мм, на высоте от 2,00 до 3,00 м – не менее 150 мм и на высоте от 3,00 до 5,00 м – не менее 250 мм. При расположении манометра на высоте более 5 м должен быть установлен сниженный манометр в качестве дублирующего.

9.12.36 Перед каждым манометром должен быть трехходовой кран или другое аналогичное устройство для продувки, проверки и отключения манометра. Перед манометром, предназначенным для измерения давления пара, должна быть сифонная трубка диаметром не менее 10 мм.

10 Контроль качества основного металла и сварных соединений трубопроводов

10.1 Для повышения надежности работы станционных трубопроводов в процессе эксплуатации должен проводиться контроль за состоянием металла трубопроводов пара и горячей воды.

Возможность проведения контроля предусматривается при проектировании.

10.2 Контроль остаточной деформации труб трубопроводов вследствие ползучести осуществляют путем измерения их диаметра.

Измерение остаточной деформации ползучести производится на паропроводах, изготовленных из:

- хромомолибденовых сталей, работающих при температуре пара 450°С и выше;
- хромомолибденованадиевых сталей – при 500°С и выше;
- высокохромистых и аустенитных сталей – при 540°С и выше.

Контролю подлежат паропроводы, длительность работы которых превышает 3000 ч в год.

10.3 Остаточная деформация ползучести труб измеряется микрометром с точностью шкалы до 0,05 мм по реперам, устанавливаемым на прямых трубах длиной 500 мм и более, а также на гнутых отводах, имеющих прямые участки длиной не менее 500 мм.

Реперы располагаются по двум взаимно перпендикулярным диаметрам в средней части каждой прямой трубы, прямого участка каждого гнутого отвода на расстоянии не менее 250 мм от сварного соединения или начала гнутого участка.

При невозможности установки реперов в двух взаимно перпендикулярных направлениях допускается установка только одной пары реперов.

Приварка реперов к телу контролируемой трубы должна осуществляться только аргонодуговым способом сварки.

Установка реперов на трубы и нанесение на исполнительную схему-формуляр мест их расположения производится во время монтажа при непосредственном участии владельца паропровода.

Репера должны быть включены в спецификацию рабочих чертежей паропроводов.

Все места измерений должны иметь съемную изоляцию и указатели, выступающие над поверхностью изоляции.

10.4 Контролю теплового расширения паропроводов подлежат паропроводы с внутренним диаметром 150 мм и более и температурой пара 300°С и выше.

Целью контроля тепловых перемещений паропроводов являются:

- оценка соответствия фактических тепловых перемещений паропроводов проектным;
- предупреждение и своевременное выявление защемлений паропроводов;
- оценка исправности системы крепления паропроводов;
- выявление нарушений режимов работы паропроводов вследствие нарушений режимов прогрева и расхолаживания (коробление оси паропровода, гидравлические удары).

10.5 Средством контроля перемещений паропроводов являются индикаторы перемещений, позволяющие регистрировать и измерять пространственные перемещения паропровода относительно неподвижных конструкций.

Индикаторы устанавливаются на прямолинейных участках паропроводов, предпочтительно вблизи гибов (на расстоянии не менее 100 мм от гиба сварного соединения и не менее 200 мм от края опоры) через два-три межопорных пролета, в местах с ожидаемыми наибольшими значениями тепловых перемещений и удобных для доступа и обслуживания.

На магистрали паропроводов от котла к турбине блочных установок должно быть предусмотрено не менее трех индикаторов, на энергоустановках с поперечными связями – не менее двух индикаторов на паропроводах от котла до переключающего коллектора и от переключающего коллектора до турбин.

В целях выявления коробления паропроводов вследствие температурных неравномерностей целесообразно установить на горизонтальных участках протяженностью более 5,00 м по два индикатора по концам участка и одному посередине участка.

Не рекомендуется установка индикатора вблизи неподвижных опор паропровода.

10.6 В комплект проектной документации на паропроводы должны входить: монтажно-сборочные чертежи, чертежи опор и аксонометрическая схема паропроводов с данными, необходимыми для наладки системы крепления и организации контроля за тепловыми перемещениями; местами установки индикаторов перемещений; значениями нагрузок на опоры и оборудование; высоты пружин в рабочем и холодном состояниях паропроводов; значениями перемещений в местах установки опор и индикаторов; исходными данными, принятыми в проектных расчетах паропроводов.

Паропровод считается холодным (остывшим), если температура металла труб не превышает 50°С; рабочим считается состояние паропровода при номинальных параметрах пара.

Кроме того, в проекте трубопровода должна быть предусмотрена возможность свободного теплового перемещения его среди других конструкций, а также обеспечена возможность обслуживания индикаторов и систем опор.

10.7 Контроль сварных соединений должен гарантировать высокое качество и эксплуатационную надежность трубопроводов.

Основными методами неразрушающего контроля материалов и сварных соединений являются:

- визуальный и измерительный;
- радиографический;
- ультразвуковой;
- капиллярный или магнитопорошковый;
- стилоскопирование;
- замер твердости;
- гидравлическое испытание.

Кроме указанных могут применяться другие методы.

Выбор видов контроля должен производиться конструкторской организацией в соответствии с правилами ПБ 10-573-03 [1], ПБ 09-540-03 [3], нормативной документацией на изделие и сварку и указываться в конструкторской документации.

10.8 Для трубопроводов пара и горячей воды методы и объем контроля сварных соединений неразрушающими методами ультразвуковым или радиографическим (УЗД-Р) должны соответствовать правилам ПБ 10-573-03 [1].

10.9 Для сварных соединений трубопроводов сбросных, растопочных, дренажных, впрыска, воздушников (на участках от основного трубопровода до первой запорной задвижки с ручным управлением), мазутопроводов, маслопроводов, трубопроводов дизельного топлива, кислотной промывки должен осуществляться контроль 100 % УЗД-Р в соответствии с отраслевой нормативной документацией по сварке.

10.10 Для сварных соединений газопроводов природного газа должен быть 100 % контроль Р-УЗД. При этом ультразвуковой метод контроля сварных стыков газопроводов применяется при условии проведения выборочной проверки не менее 10 % стыков радиографическим методом в соответствии с правилами ПБ 12-529-03 [2] и строительными нормами и правилами СНиП 3.05.05-84 [10] и СНиП 42-01-2002 [11].

10.11 Для сварных соединений трубопроводов тепловых сетей (паропроводов с $P_{раб}$<0,07 МПа и трубопроводов горячей воды t<115ºС, $P_{раб}$<2,5 МПа) методы и объем контроля должны соответствовать СТО 70238424.27.100.005-2008 и СО 153-34.003-01 (РД 153-34.1-003-01) [12] .

11 Гидравлические испытания трубопроводов

11.1 В соответствии с правилами ПБ 10-573-03 [1], ПБ 09-540-03 [3] трубопроводы после окончания монтажных и сварочных работ, термообработки (при необходимости), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок (пружины на период испытаний должны быть разгружены) проверяют на прочность и плотность гидравлическим (пневматическим) испытанием.

11.2 Гидравлическому испытанию с целью проверки прочности и плотности трубопроводов подлежат:

- все элементы и детали трубопроводов;
- блоки трубопроводов;

- трубопроводы всех категорий со всеми элементами и арматурой после монтажа.

Для элементов, деталей, блоков трубопроводов гидравлическое испытание является не обязательным, если они подверглись 100 % контролю ультразвуком или иным равноценным методом неразрушающей дефектоскопии согласно правилам ПБ 10-573-03 [1].

11.3 Испытанию, как правило, подвергается весь трубопровод полностью. Допускается проводить испытание трубопровода отдельными участками, при этом разбивка на участки производится монтажной организацией.

При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод (участок) должен быть отсоединен от аппаратов и других трубопроводов заглушками. Использование запорной арматуры для отключения испытываемого трубопровода (участка) не допускается.

При проведении испытаний запорная арматура должна быть полностью открыта, сальники уплотнены, на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств должны быть установлены монтажные катушки.

11.4 Испытание на прочность и плотность трубопроводов с $P_y \leq 10$ МПа, как правило, проводится гидравлическим способом.

Замена гидравлического испытания на пневматическое допускается в следующих случаях:

- если несущая строительная конструкция или опора не рассчитана на заполнение трубопровода водой;
- при температуре окружающего воздуха ниже 0°С и опасности промерзания отдельных участков;
- если применение жидкости (воды) не допустимо.

Пневматические испытания на прочность в соответствии со СНиП 3.05.05-84 [10] не допускаются:

- для сосудов и трубопроводов из хрупких материалов (стекло, чугун и др.);
- для сосудов и трубопроводов, расположенных в действующих цехах;
- для трубопроводов, расположенных на эстакадах, в каналах и лотках рядом с действующими трубопроводами;
- при избыточном давлении (более 0,4 МПа), если на сосудах или трубопроводах установлена арматура из серого чугуна.

11.5 В соответствии со строительными нормами и правилами СНиП 42-01-2002 [11] наружные и внутренние газопроводы следует испытывать на герметичность воздухом. Для испытания газопровод следует разделить на отдельные участки.

Если арматура, оборудование и приборы не рассчитаны на испытательное давление, то вместо них на период испытаний следует устанавливать катушки, заглушки.

Газопроводы производственных зданий и котельных следует испытывать на участке от отключающего устройства на вводе в здание до кранов газоиспользующего оборудования.

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

Максимальная величина пробного давления устанавливается расчетом на прочность.

Величину пробного давления выбирает проектная организация в пределах между минимальным и максимальным.

11.7 Арматура и фасонные детали трубопроводов должны подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением в соответствии с ГОСТ 356.

11.8 Для маслопроводов и трубопроводов, транспортирующих «дизельное» и «газотурбинное» топливо $P_{проб} = 1{,}5P_{раб}$, но не менее 0,2 МПа:

- для мазутопроводов:

$$P_{проб}=1{,}25\cdot P_{раб} \text{ при } P_{раб}<1{,}6 \text{ МПа}$$

$$P_{проб}=1{,}5\cdot P_{раб} \text{ при } P_{раб}\geq 1{,}6 \text{ МПа}$$

- для тепловых сетей по СНиП 3.05.03-85 [13]:

а) водяных $P_{проб}=1{,}25\cdot P_{раб}$, но не менее 1,6 МПа

б) паропроводов, конденсатопроводов и сетей горячего водоснабжения $P_{проб}=1{,}25\cdot P_{раб}$

Кислородопроводы испытываются:

- на прочность $P_{проб} = 1{,}25P_{раб}$ при $P_{раб} > 0{,}1$ МПа
- на плотность:

а) $P_{проб} = 1{,}25\cdot P_{раб}$, но не менее 0,2 МПа при $P_{раб} < 0{,}1$ МПа

б) $P_{проб} = P_{раб}$ при $P_{раб} > 0{,}1$ МПа.

Трубопроводы сливные, продувочные и выхлопные следует испытывать на плотность наливом без давления.

Газопроводы природного газа испытываются на герметичность пробным давлением в соответствии с правилами ПБ 12-529-03 [2].

Испытание газопроводов с рабочим давлением более 1,2 МПа проводится по нормам, применяемым к магистральным газопроводам, т.е. испытываются на герметичность при $P_{проб}=P_{раб.}$ согласно строительным нормам и правилам СНиП III-42-80 [14].

Остальные технологические трубопроводы (кислот, щелочей, сжатого воздуха, инертных газов и др.) испытываются пробным давлением в соответствии с правилами ПБ 09-540-03 [3].

11.9 Для технологических трубопроводов ТЭС величина пробного давления на прочность устанавливается проектом и должна составлять не менее $1{,}25\cdot P\frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}$, но не менее 0,2 МПа,

где P – расчетное давление трубопровода, МПа,

$[\sigma]_{20}$– допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20°С,

$[\sigma]_t$ – допускаемое напряжение для материала трубопровода при максимальной положительной расчетной температуре.

11.10 Величину пробного давления на прочность для вакуумных трубопроводов и трубопроводов без избыточного давления для токсичных и взрывопожароопасных сред следует принимать равной 0,2 МПа.

11.11 Способ испытаний (гидравлическое, пневматическое) и величина пробного давления должны быть указаны в рабочих чертежах трубопроводов.

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

Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться при положительной температуре окружающего воздуха. При гидравлическом испытании паропроводов, работающих с давлением 10 МПа (100 кгс/см^2) и выше, температура их стенок должна быть не менее 10°С.

11.13 Давление в трубопроводе следует повышать плавно.

Использование сжатого воздуха для подъема давления не допускается.

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

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

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 выпадения влаги на поверхностях объекта испытаний. Используемая для гидроиспытания вода не должна загрязнять объект или вызывать интенсивную коррозию.

11.14 О проведении испытаний трубопроводов составляют соответствующие акты.

12 Регистрация трубопроводов

12.1 На все трубопроводы пара и горячей воды организациями-владельцами на основании документации, представляемой организациями-изготовителями и монтажными организациями, должны быть составлены паспорта установленной формы.

Редукционно-охладительные установки (РУ, РОУ, БРОУ) должны регистрироваться совместно с паропроводом со стороны высокого давления, при этом должна предъявляться техническая документация на все элементы, включая входную и выходную задвижки РОУ, с указанием характеристик предохранительного устройства, установленного на стороне низкого давления.

12.2 Трубопроводы пара и горячей воды I категории с условным проходом более 70 мм, трубопроводы II и III категорий с условным проходом более 100 мм, а также IV категории, расположенные в пределах зданий тепловых электростанций и котельных с условным проходом более 100 мм, согласно правилам ПБ 10-573-03 [1] должны быть зарегистрированы до пуска в работу в органах Ростехнадзора.

12.3 Регистрация трубопроводов в органах Ростехнадзора производится после проведения технического освидетельствования на основании письменного заявления администрации организации – владельца трубопровода.

При регистрации владельцем трубопровода должны представляться следующие документы:

- паспорт трубопровода;
- исполнительная схема трубопровода с указанием на ней:

а) марки стали, диаметров, толщин труб, протяженности трубопровода;

б) расположения опор, компенсаторов, подвесок, арматуры, воздушников и дренажных устройств;

в) сварных соединений с указанием расстояний между ними и от них колодцев и абонентских вводов;

г) расположения указателей для контроля тепловых перемещений с указанием проектных величин перемещений, устройств для измерения ползучести (для трубопроводов, которые работают при температурах, вызывающих ползучесть металла).

- свидетельство об изготовлении элементов трубопроводов.
- свидетельство о монтаже трубопровода;
- Акт приемки трубопровода владельцем от монтажной организации.

12.4 Другие трубопроводы подлежат учету в организации, являющейся владельцем трубопровода. На каждый трубопровод (группу трубопроводов) необходимо составлять паспорт.

12.5 Регистрация системы газопотребления тепловых электростанций, районных тепловых станций и котельных в территориальных органах Ростехнадзора осуществляется согласно правил ПБ 12-529-03 [2] после окончания строительно-монтажных работ и приемки объекта в эксплуатацию.

12.6 Орган Ростехнадзора обязан в течение пяти дней рассмотреть представленную документацию. При соответствии документации на трубопровод требованиям Правил орган Ростехнадзора регистрирует трубопровод, ставит в паспорте штамп и возвращает паспорт со всеми документами владельцу трубопровода.

Отказ в регистрации сообщается владельцу в письменном виде с указанием причин отказа.

13 Требования к рабочим чертежам технологических трубопроводов

13.1 В состав рабочих чертежей трубопроводов должна включаться следующая техническая документация:

- общие данные на группу трубопроводов;
- технологическая схема трубопроводов с маркировкой оборудования, трубопроводов и арматуры, с указанием границ чертежей трубопроводов;
- монтажно-сборочные чертежи трубопроводов (для диаметров 76 мм и выше);
- спецификации трубопроводов, в которые включают трубы, детали, арматуру, указатели температурных перемещений (если требуется), реперы для наблюдения за остаточной деформацией (если требуется), дистанционные приводы, опоры и подвески, электроды. Спецификация выполняется отдельно для каждого трубопровода;
- монтажные схемы трубопроводов мелких диаметров;
- чертежи нестандартных деталей трубопроводов;

- монтажные чертежи опор и подвесок;
- монтажные чертежи установки дистанционных приводов арматуры;
- аксонометрические схемы расстановки опор и указателей тепловых перемещений для паропроводов с внутренним диаметром 150 мм и более и температурой среды 300°С и выше.

13.2 Общие данные должны содержать:

- ведомость рабочих чертежей основного комплекта;
- ведомость ссылочных и прилагаемых документов;
- таблицу технических характеристик и сводку масс трубопроводов.

Таблица должна содержать следующие графы: наименование трубопровода; среда; категория трубопровода по правилам промышленной безопасности; рабочее давление в МПа; рабочая температура в °С; давление гидравлического испытания трубопровода в МПа; масса трубопровода общая, арматуры, опор и подвесок в кг;

- общие указания и технические требования;
- условные обозначения.

13.3 В общих указаниях и технических требованиях приводится следующее:

- правила, в соответствии с которыми спроектированы трубопроводы, указывается необходимость регистрации в органах Ростехнадзора или на предприятии-владельце трубопровода и по каким правилам промышленной безопасности;
- ссылка на требования к сварке, разделке кромок, тип сварного соединения;
- ссылка на соответствующие технические условия на изготовление и поставку блоков и фасонных деталей;
- ссылка на соответствующие нормативные документы по методам и объему контроля сварных соединений;
- ссылка на документацию, в соответствии с которой должен производиться монтаж трубопроводов;
- ссылка на документацию по наблюдению за остаточной деформацией ползучести труб для паропроводов диаметром 100 мм и более из хромомолибденовых сталей, работающих при температуре пара 500°С и выше, и из углеродистых, кремнемарганцовых и хромомолибденовых сталей при температуре 450°С и выше;
- сведения по расчету на прочность трубопровода с указанием нормативного документа, на основании которого он выполнен и заключение по этому расчету;
- расчетный срок службы для трубопроводов пара и горячей воды всех категорий, а также расчетный ресурс для трубопроводов I и II категорий (при условии, что число их пусков из холодного состояния за расчетный срок службы не превысит 3000). Для всех остальных трубопроводов пара и горячей воды должно быть установлено число пусков из холодного состояния;
- расчетный и назначенный срок службы для технологических трубопроводов;
- перечень трубопроводов, подлежащих тепловой изоляции.

Необходимость и характер других технических требований к изготовлению и монтажу трубопроводов определяется особенностями группы.

Общие указания и технические требования допускается размещать на монтажно-сборочных чертежах.

13.4 На монтажно-сборочном чертеже трубопроводов показываются:

- границы проектирования группы трубопроводов, а также границы между трубопроводами данной группы с указанием наименования и обозначения чертежей присоединяемых трубопроводов и штуцеров оборудования;
- позиции труб, деталей и арматуры, опор и подвесок;
- маркировка трубопроводов, арматуры, расходомеров, оборудования, к которому присоединяются проектируемые трубопроводы;
- дистанционные приводы к арматуре;
- сужающие измерительные устройства;
- монтажный натяг;
- места установки опор и подвесок с указанием их позиций;
- уклон трубопроводов;
- условный диаметр;
- дренажные, продувочные и штуцера для воздушников диаметром менее 57 мм.

13.5 Спецификация трубопровода включает в себя: трубы, детали, арматуру, дистанционные привода, опоры и подвески, трубы и детали вспомогательных трубопроводов малых диаметров, указатели температурных перемещений, реперы для наблюдений за остаточной деформацией, металл для крепления трубопроводов малых диаметров, крепежные изделия для фланцевых соединений и массу электродов. Спецификация составляется отдельно для каждого трубопровода.

13.6 Монтажные схемы выполняются для трубопроводов малых диаметров.

В спецификацию к монтажной схеме включаются трубы общей длиной по диаметрам, фасонные детали, арматура, фланцы, крепеж, прокладки, электроды для монтажной сварки и металл для крепления трубопроводов.

13.7 На чертеже опор указывается:

- привязка опоры или подвески к строительным конструкциям здания с указанием отметки оси трубопровода и строительной конструкции;
- монтажное смещение опоры, подвески;
- нагрузка на несущие конструкции от трубопроводов;
- для неподвижных опор, кроме того, указываются все действующие на них моменты и усилия, а для пружинных опор и подвесок – нагрузка на пружину;
- на чертежах пружинных опор и подвесок приводится таблица с характеристикой пружин (табличные данные, высота пружины и нагрузка в рабочем состоянии и при установке).

13.8 Аксонометрические схемы расстановки опор и указателей тепловых перемещений трубопроводов выполняются для паропроводов диаметром 150 мм и более и с температурой среды 300°С и выше.

На чертеже в табличной форме приводятся величины видимых перемещений точек трубопровода при рабочей температуре, а также моменты и

усилия в неподвижных точках трубопровода и данные по регулировке пружин. Все указанные величины берутся из расчета на самокомпенсацию.

14 Изготовление и монтаж. Общие требования

14.1 Изготовление и монтаж трубопроводов и их элементов должны выполняться специализированными организациями.

14.2 Трубопроводы и их элементы должны изготавливаться в организациях, которые располагают техническими средствами, обеспечивающими их качественное изготовление в полном соответствии с требованиями правил ПБ 10-573-03 [1], ПБ 09-540-03 [3] и технических условий.

При изготовлении и монтаже должна применяться система контроля качества (входной, операционный и приемочный контроль), обеспечивающая выполнение работ в соответствии с правилами ПБ 10-573-03 [1] и ПБ 09-540-03 [3].

14.3 Изготовление и монтаж трубопроводов и элементов должны производиться по технологии, разработанной специализированной организацией до начала выполнения соответствующих работ.

14.4 Все положения принятой технологии изготовления и монтажа трубопроводов должны быть отражены в производственно-технологической документации, регламентирующей содержание и порядок выполнения всех технологических и контрольных операций.

Производственно-технологическая документация должна быть составлена с учетом правил ПБ 10-573-03 [1] и ПБ 09-540-03 [3], действующей технической документации по изготовлению и монтажу трубопроводов (стандартов, ТУ, правил контроля и др.), утвержденных в установленном порядке.

В тех случаях, когда стандарты, ТУ, правила контроля и другая документация включают все необходимые указания по выполнению технологических и контрольных операций при изготовлении и монтаже трубопроводов, составление производственно-технологической документации не является обязательным.

14.5 На листах, прокате и поковках, предназначенных для изготовления деталей, работающих под давлением, а также на трубах наружным диаметром более 76 мм, следует сохранять маркировку организации-изготовителя.

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

14.6 Для обеспечения правильного сопряжения поперечных стыков труб допускается расточка, раздача или обжатие концов труб не превышающие допустимых значений.

14.7 Для защиты внутренних полостей деталей и элементов трубопроводов от коррозионных воздействий атмосферы перед отправкой на место монтажа, их внутренние полости должны быть очищены, а отверстия закрыты заглушками, чехлами или другими равноценными защитными устройствами.

14.8 Холодный натяг трубопроводов, если он предусмотрен проектом, может производиться лишь после выполнения всех сварных соединений, за исключением замыкающего, окончательного закрепления неподвижных опор на

концах участка, подлежащего холодному натягу, а также после термической обработки (при необходимости ее проведения) и контроля качества сварных соединений, расположенных по всей длине участка, на котором необходимо произвести холодный натяг.

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

14.10 Монтажная организация обязана проверять наличие выписок из сертификатов, свидетельств или паспортов, а также клейм и заводской маркировки у всех поступающих на монтажную площадку элементов и деталей трубопроводов.

14.11 Перед изготовлением и монтажом трубопроводов должен производиться входной контроль основных и сварочных материалов и полуфабрикатов в соответствии с ГОСТ 24297.

15 Приемка в эксплуатацию

15.1 После завершения монтажных работ и сварочных работ, термообработки (при необходимости), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, технологические трубопроводы и трубопроводы пара и горячей воды подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность и, при необходимости, дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления.

15.2 Руководитель объекта энергетики своим приказом (распоряжением) назначает из числа инженерно-технических работников лиц, ответственных за контроль исправного состояния и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

15.3 Трубопроводы, на которые распространяются правила ПБ 10-573-03 [1], перед пуском в работу должны подвергаться следующим видам технического освидетельствования: наружному осмотру и гидравлическому испытанию.

15.4 Наружный осмотр и гидравлическое испытание трубопроводов, не подлежащих регистрации в органах Ростехнадзора, перед пуском в эксплуатацию после монтажа должно проводиться лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

15.5 Техническое освидетельствование трубопроводов, зарегистрированных в органах Ростехнадзора, осуществляется специалистами организации, имеющей лицензию Ростехнадзора на экспертизу промышленной безопасности.

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

15.7 Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться 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.

О проведении гидравлического испытания трубопровода составляется акт, а результаты гидроиспытания трубопровода вносятся в свидетельство о монтаже трубопровода.

15.8 При контроле качества соединительного сварочного стыка трубопровода с действующей магистралью (если между ними имеется только одна отключающая задвижка), гидравлическое испытание может быть заменено проверкой сварного соединения двумя видами контроля – радиографическим и ультразвуковым.

15.9 Трубопроводы должны промываться или продуваться.

Промывка может осуществляться водой, химическими реагентами и другими допустимыми веществами.

Продувка может осуществляться сжатым воздухом, паром или инертным газом.

15.10 Промывка водой должна осуществляться со скоростью 1-1,5 м/с.

После промывки трубопровод должен полностью опорожняться и продуваться воздухом или инертным газом.

15.11 Химическую промывку трубопроводов производят по технологии и схеме, разработанной специализированной организацией для каждого отдельного случая.

15.12 Промывку трубопроводов технической водой до полного ее осветления со сбросом в канализацию производят по схеме, разработанной наладочной организацией и согласованной техническим руководителем ТЭС.

Для промывки трубопроводов должен быть предварительно накоплен запас воды; баки следует осмотреть и промыть.

15.13 Продувка паропроводов энергоблоков может производиться «собственным паром», т.е. паром от котла энергоблока, к которому относится трубопровод, и «посторонним паром», т.е. паром от соседнего котла или от временной котельной.

Схема и рабочие чертежи временных трубопроводов для продувки паропроводов с Ру 10 МПа (100 кгс/см^2) и выше должны быть разработаны проектной организацией. Программа продувки разрабатывается монтажной и пуско-наладочной организациями и согласовывается с дирекцией ТЭС.

Для паропроводов с Ру до 10 МПа (100 кгс/см^2) схема и программа продувки должны быть разработаны монтажной организацией и согласованы с дирекцией ТЭС.

Продувка должна вестись поэтапно отдельными участками.

Продолжительность продувки должна составлять не менее 10 минут.

15.14 Во время промывки (продувки) снимаются диафрагмы, приборы, регулирующая, предохраняющая арматура и устанавливаются катушки и заглушки.

15.15 Во время промывки или продувки трубопровода арматура, установленная на спускных линиях и тупиковых участках, должна быть полностью открыта, а после окончания промывки и продувки тщательно осмотрена и очищена.

15.16 Монтажные шайбы, установленные вместо измерительных диафрагм, могут быть заменены рабочими диафрагмами только после промывки или продувки трубопровода.

15.17 О проведении химической очистки, продувки и промывки должны быть составлены акты.

15.18 При техническом освидетельствовании трубопровода обязательно присутствие лица, ответственного за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопровода.

15.19 Результаты технического освидетельствования и заключение о возможности эксплуатации трубопровода с указанием разрешенного давления и сроков следующего освидетельствования должны быть записаны в паспорт трубопровода лицом, производившим освидетельствование.

15.20 Разрешение на эксплуатацию вновь смонтированных трубопроводов, подлежащих регистрации в органах Ростехнадзора, выдается после их регистрации, технического освидетельствования и проверки организации надзора и обслуживания.

Разрешение на эксплуатацию трубопроводов, не регистрируемых в органах Ростехнадзора, выдается лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, на основании проверки документации и результатов произведенного им освидетельствования.

Разрешение на эксплуатацию трубопроводов, подлежащих регистрации в органах Ростехнадзора, записывается в паспорт трубопровода инспектором Ростехнадзора, а не подлежащих регистрации – лицом, ответственным за их исправное состояние и безопасную эксплуатацию.

15.21 Разрешение на включение в работу трубопроводов, как регистрируемых, так и не регистрируемых в органах Ростехнадзора, выдается лицом, ответственным за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, на основании проверки готовности их к пуску и оформляется записью в сменном журнале.

16 Ликвидация (утилизация) трубопроводных систем

16.1 Ликвидацию трубопроводных систем как правило осуществляют по специально разработанному проекту.

16.2 При ликвидации трубопроводных систем должны быть соблюдены все нормы и требования по промышленной, экологической и санитарной безопасности, действующие в период выполнения работ.

16.3 В процессе утилизации трубопроводных систем производят извлечение и сдачу на переработку ценных материалов или опасных для окружающей среды веществ, а также захоронение в установленных местах отходов и строительного мусора.

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] ПБ 10-573-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. Утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 11.06.2003 № 90.

[2] ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. Утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 18.03.2003 № 9. Зарегистрированы в Министерстве юстиции Российской Федерации 04.04.2003 № 4376.

[3] ПБ 09-540-03 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. Утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 05.05.2003 № 29.

[4] СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы.

[5] ПБ 09-596-03 Правила безопасности при использовании неорганических жидких кислот и щелочей.

[6] ПБ 03-581-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов

[7] СНиП 41-03-2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов

[8] СО 34.30.106-00 (РД 153-34.1-30.106-00) Правила технической эксплуатации газового хозяйства газотурбинных и парогазовых установок тепловых электростанций (Утв. РАО «ЕЭС России» 03.05.2000 Утв. РАО «ЕЭС России» 28.04.00; Разраб. РАО «ЕЭС России», Госгортехнадзор России, НТЦ «Промышленная безопасность», АО «Теплоэлектропроект»)

[9] СО 34.20.132 (РД 34.20.132) Руководящие указания по электрохимической защите подземных энергетических сооружений от коррозии (Утверждено Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 10.11.1996)

[10] СНиП 3.05.05-84 Технологическое оборудование и технологические трубопроводы

[11] СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы. Утв. Постановлением Госстроя России от 23.12.2002 № 163.

[12] СО 153-34.003-01 (РД 153-34.1-003-01) Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте энергетического оборудования (РТМ-1с). Утв. Приказом Минэнерго России от 02.07.2001 № 197. Разраб. ЗАО «Прочность МК».– М.: ПИО ОБТ, 2001.

[13] СНиП 3.05.03-85 Тепловые сети

[14] СНиП III-42-80* Магистральные трубопроводы

УДК 69 ОКС 27.100 ОКП 13 0000,
14 6200,
14 6800,
14 6900

Ключевые слова: ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ТЭС, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРУБОПРОВОДЫ, УСЛОВИЯ СОЗДАНИЯ, ПРОЕКТИРОВАНИЕ, НОРМА, ТРЕБОВАНИЕ

Руководитель организации-разработчика
ОАО «Энергетический институт им. Г.М.Кржижановского»:

Исполнительный директор (должность) — личная подпись — Э.П.Волков (инициалы, фамилия)

Руководитель разработки:
Заведующий Отделением технического регулирования (должность) — личная подпись — В.А.Джангиров (инициалы, фамилия)

Руководитель организации-соисполнителя
Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Институт Теплоэлектропроект»:

Директор (должность) — личная подпись — И.А.Михайлов (инициалы, фамилия)

Руководитель разработки:

Заместитель главного инженера (должность) — личная подпись — Е.А.Гетманов (инициалы, фамилия)

Исполнители:

Главный специалист технического отдела (должность) — личная подпись — Н.И.Грибова (инициалы, фамилия)

Начальник тепломеханического отдела (должность) — личная подпись — Ю.Д.Егоров (инициалы, фамилия)

Главный инженер тепломеханического отдела (должность) — личная подпись — М.Л.Гордон (инициалы, фамилия)

gost.e-ecolog.ru