

---

ЕВРАЗИЙСКИЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ (ЕАСС)

EURO-AZIAN COUNCIL FOR STANDARTIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION (EASC)

---



МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
Проект  
Первая редакция

---

**ТРУБОПРОВОДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СТАЛЬНЫЕ**  
**ТРЕБОВАНИЯ К УСТРОЙСТВУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НА**  
**ВЗРЫВОПОЖАРООПАСНЫХ И ХИМИЧЕСКИ ОПАСНЫХ**  
**ПРОИЗВОДСТВАХ**

Настоящий проект стандарта не подлежит  
применению до его принятия

Москва  
Стандартинформ  
2013

## Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0–92 "Межгосударственная система стандартизации. Основные положения"; ГОСТ 1.2–97 "Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Порядок разработки, принятия, применения, обновления, отмены" и ГОСТ 1.5–2001 "Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению".

### Сведения о стандарте

#### 1 РАЗРАБОТАН

Некоммерческим партнерством «Сертификационный центр НАСТХОЛ» (НП «СЦ НАСТХОЛ»), Научно–техническим предприятием Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), Россия

#### 2 ВНЕСЕН

#### 3 ПРИНЯТ

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004–97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004–97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации

#### 4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях государственных стандартов, издаваемых в этих государствах.*

*Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в указателе (каталоге) "Межгосударственные стандарты", а текст изменений – в информационных указателях "Межгосударственные стандарты". В случае пересмотра или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована в информационном указателе "Межгосударственные стандарты".*

## Содержание

1	Область применения.....	
2	Нормативные ссылки .....	
3	Термины и определения .....	
4	Основные положения и расчетные параметры для проектирования.....	
5	Классификация трубопроводов.....	
6	Требования к конструкции трубопроводов .....	
6.1	Фланцевые и другие соединения.....	
6.2	Ответвления (врезки).....	
6.3	Отводы .....	
6.4	Переходы .....	
6.5	Заглушки .....	
6.6	Трубопроводы, работающие при расчетном давлении свыше 10 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> ).....	
6.6.1	Общие требования.....	
6.6.2	Кованые и штампованные детали .....	
6.6.3	Гнутые и сварные элементы .....	
6.6.4	Разъемные соединения.....	
6.7	Сварные швы и их расположение, требования к сборочным единицам.....	
7	Требования к материалам и полуфабрикатам.....	
7.1	Общие положения .....	
7.2	Расчетная температура .....	
7.3	Трубы .....	
7.4	Детали трубопроводов.....	
7.5	Поковки, сортовой прокат .....	
7.6	Крепежные детали .....	
7.7	Прокладочные материалы.....	
8	Требования к трубопроводной арматуре.....	
9	Основы расчета технологических трубопроводов на прочность и вибрацию.....	
10	Требования к устройству трубопроводов .....	
10.1	Размещение трубопроводов.....	
10.2	Устройства для дренажа и продувки трубопроводов .....	
10.3	Размещение арматуры .....	
10.4	Опоры и подвески трубопроводов .....	
10.5	Дополнительные требования к устройству трубопроводов при комплектно-блочном методе монтажа .....	

10.6	Компенсация температурных деформаций трубопроводов .....
10.7	Требования к снижению вибрации трубопроводов .....
10.8	Тепловая изоляция, обогрев .....
10.9	Защита от коррозии и окраска трубопроводов .....
11	Требования к монтажу трубопроводов .....
11.1	Общие требования к монтажу трубопроводов.....
11.2	Монтаж трубопроводов.....
11.3	Особенности монтажа трубопроводов с расчетным давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> ) .....
11.4	Документация и маркировка трубопроводов или сборочных единиц, поставляемых заводами – изготовителями.....
12	Требования к сварке и термической обработке.....
12.1	Сварка.....
12.2	Термическая обработка.....
12.3	Контроль качества сварных соединений.....
13	Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов.....
13.1	Общие требования.....
13.2	Гидравлическое испытание на прочность и плотность .....
13.3	Пневматическое испытание на прочность и плотность .....
13.4	Промывка и продувка трубопровода .....
13.5	Дополнительные испытания на герметичность .....
13.6	Сдача – приемка смонтированных трубопроводов .....
14	Требования к эксплуатации трубопроводов.....
14.1	Обслуживание .....
14.2	Надзор во время эксплуатации.....
14.3	Ревизия трубопроводов.....
14.3.18	Ревизия арматуры .....
14.3.19	Контрольные засверловки .....
14.3.20	Периодическое испытание трубопроводов.....
14.3.21	Нормы отбраковки .....
14.4	Техническая документация .....
15	Подземные трубопроводы.....
Приложение А (обязательное) Выбор материалов трубопроводов в зависимости от параметров транспортируемой среды.....	
Приложение Б (обязательное) Регламент проведения в зимнее время пуска (остановки) и испытаний на герметичность трубопроводов,	

расположенных на открытом воздухе или в неотопливаемых  
помещениях и эксплуатируемых под давлением .....

Приложение В (рекомендуемое) Расчетно-экспериментальные методы и средства  
защиты трубопровода от вибрации .....

Приложение Г (обязательное) Пределы применения, виды обязательных  
испытаний и контроля стали для фланцев, линз, прокладок и  
крепёжных деталей высокого давления .....

Приложение Д (обязательное) Применение материалов в газовых средах.....

Приложение Е (рекомендуемое) Расстояния между осями смежных трубопрово  
и от трубопроводов до стенок каналов и стен зданий,  
не менее, мм.....

Приложение Ж (обязательное) Минимальное расстояние по вертикали от верхних  
технологических трубопроводов эстакады до линии  
электропередач .....

Приложение К (рекомендуемое) Периодичность проведения ревизий  
технологических трубопроводов с номинальным  
давлением  $\leq 10$  МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>).....

Приложение Л (рекомендуемое) Паспорт на сборочные единицы стальных  
трубопроводов комплектных трубопроводных линий.....

Приложение М (рекомендуемое) Паспорт трубопровода.....

Приложение Н (рекомендуемое) Паспорт арматуры.....

Приложение П (рекомендуемое) Свидетельство о монтаже технологического  
трубопровода.....

Приложение Р (рекомендуемое) Выбор типа уплотнительной поверхности  
фланцев .....

Приложение ZA (информативное) Гармонизация требований разделов,  
пунктов настоящего стандарта и основных требований  
Директивы Европейского союза 97/23/ЕС и стандарта  
EN13480 "Трубопроводы промышленные металлические"  
(издание 2002-05).....

Библиография

## Введение

Настоящий стандарт устанавливает основные технические требования к технологическим трубопроводам: условиям выбора и применения труб, деталей трубопроводов, арматуры и основных материалов для их изготовления, а также требования к сварке и термообработке, размещению трубопроводов, условиям нормальной эксплуатации, соблюдение которых обязательно для предприятий, имеющих подконтрольные надзорным органам производства.

Стандарт предназначен для специалистов, осуществляющих проектирование, строительство, реконструкцию и эксплуатацию трубопроводов в нефтеперерабатывающей, химической, нефтехимической, нефтяной, газовой и других смежных отраслях промышленности.

Стандарт выпущен в развитие действующего и согласованного с надзорными органами СА 03-005-07 "Технологические трубопроводы нефтеперерабатывающей, химической промышленности. Требования к устройству и эксплуатации". По сравнению с СА 03-005-07 в настоящем стандарте:

- учтены все изменения к предыдущему стандарту;
- доработан и расширен раздел требований к снижению вибраций трубопроводов;
- уточнены и дополнены требования по тепловой изоляции;
- дополнены требования к монтажу трубопроводов;
- учтены замечания и предложения пользователей стандарта СА 03-005-07;
- обновлена и дополнена нормативная база, на которую даны ссылки в тексте и в приложениях к стандарту;
- проведена работа по гармонизации стандарта с нормами EN и директивой 97/23/ЕС (приложение ZA);
- уточнены типы уплотнительных поверхностей фланцев в зависимости от давления и рабочих сред;
- включен раздел "Основы расчета технологических трубопроводов на прочность и вибрацию";
- материалы трубопроводов дополнены новыми марками сталей и сплавов.

В работе принимали участие: Селезнев Г.М. (Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору), Миркин А.З., Кабо Л.Р., Магалиф В.Я., Куликов А.В., Усиньш В.В., Корельштейн Л.Б. (ООО "НТП Трубопровод"), Самохин Ю.Н., Толкачев Н.Н. (ОАО "ВНИКТИнефтехимоборудование"), Бочаров А.Н. (ОАО "ВНИИНЕФТЕМАШ"), Тарасьев Ю.И., Дунаевский С.Н. (ЗАО "НПФ "ЦКБА"), Хренков Н.Н. (ГК "ССТ"), Кузнецов А.М. (ОАО "ИркутскНИИХИММАШ").





# МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

## ТРУБОПРОВОДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СТАЛЬНЫЕ

### Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных и химически опасных производствах

#### STEEL PIPE TECHNOLOGY

Requirements for design and operation of explosive and chemically dangerous production

---

### 1 Область применения

1.1 Стандарт устанавливает требования к проектированию, устройству, изготовлению, испытанию, монтажу, эксплуатации технологических стальных трубопроводов, предназначенных для транспортирования в пределах промышленных предприятий химической, нефтехимической, нефтяной, нефтеперерабатывающей, газоперерабатывающей до 300 МПа включительно и других смежных потенциально опасных отраслей промышленности газообразных, парообразных и жидких сред с расчетным давлением до 320 МПа включительно и вакуумом не ниже 665 Па (5 мм рт. ст.) при температуре среды от минус 196°С до плюс 700°С.

К технологическим трубопроводам относятся трубопроводы в пределах промышленных предприятий, по которым транспортируется сырье, полуфабрикаты и готовые продукты, пар, вода, топливо, реагенты и другие вещества, обеспечивающие ведение технологического процесса и эксплуатацию оборудования, а также межзаводские трубопроводы, находящиеся на балансе предприятия.

Примечание – Наряду с термином "технологический трубопровод" может применяться термин "трубопровод".

1.2 Стандарт не в полной мере распространяется на эксплуатацию, контроль, проверку, испытания, техническое обслуживание и ремонт трубопроводных систем, введенных в эксплуатацию. Положения настоящего стандарта могут, в случае необходимости, применяться для указанных целей. Однако в этих случаях, возможно, потребуется принимать во внимание и другие соображения, и другие НД.

1.3 Наряду с настоящим стандартом при проектировании, строительстве и эксплуатации технологических трубопроводов следует руководствоваться техническими регламентами, межгосударственными, национальными и другими стандартами, строительными нормами и правилами, документами надзорных органов, разработанными для специфических производств.

При этом следует учитывать требования пожаровзрывобезопасности, производственной санитарии и охраны труда, изложенные в соответствующих нормативных документах(НД).

1.4 Настоящий стандарт не распространяется на трубопроводы:

- магистральные (газопроводы, нефтепроводы и продуктопроводы);
- электростанций, котельных, шахт;
- тепловых сетей, линий водоснабжения и канализации;
- особого назначения (передвижных агрегатов, смазочных систем, являющихся неотъемлемой частью оборудования и т.д.);
- топливного газа, на которые распространяется действие правил на системы газораспределения и газопотребления;
- трубы, трубки, трубчатые коллекторы, переключки печей с огневым нагревом, находящиеся внутри корпуса печи;
- энергетические обвязочные трубопроводы котлов согласно правилам на трубопроводы пара и горячей воды.

1.5 Организация, осуществляющая эксплуатацию трубопровода (владелец трубопровода), несет ответственность за правильную и безопасную эксплуатацию трубопровода, контроль за его работой, за своевременность и качество проведения технического обслуживания и ремонта, а также за согласование с автором проекта всех изменений, вносимых в объект и проектную документацию.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 2.104–2006	ЕСКД. Основные надписи
ГОСТ 2.304–81	ЕСКД. Шрифты чертежные
ГОСТ 2.601–2006	ЕСКД. Эксплуатационные документы
ГОСТ 9.014–78*	ЕСКД Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования безопасности
ГОСТ 9.602–2005	ЕСЗКС. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ 10494–80*	Шпильки для фланцевых соединений с линзовым уплотнением $P_y$ свыше 10 до 100 МПа (свыше 100 до 1000 кгс/см <sup>2</sup> ). Технические условия
ГОСТ 10495–80*	Гайки шестигранные для фланцевых соединений на $P_y$ свыше 10 до 100 МПа (свыше 100 до 1000 кгс/см <sup>2</sup> ). Технические условия

	условия
ГОСТ 12.1.005–88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.007–76	ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
ГОСТ 12.1.044–89	ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения
ГОСТ 12.2.085–2002	ССБТ. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности
ГОСТ 12.1.004–91	Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 21.110–95	СПДС. Правила выполнения спецификации оборудования, изделий и материалов
ГОСТ 21.405–93	Правила выполнения рабочей документации тепловой изоляции оборудования и трубопроводов
ГОСТ 356–80	Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные, пробные и рабочие. Ряды
ГОСТ 380–94	Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки
ГОСТ 481–80	Паронит и прокладки из него. Технические условия
ГОСТ 495–92	Листы и полосы медные. Технические условия
ГОСТ 535–88	Прокат сортовой и фасонный из стали углеродистой обыкновенного качества. Общие технические условия
ГОСТ 550–75	Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности
ГОСТ 977–88	Отливки стальные. Общие технические условия
ГОСТ 1050–88	Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. Общие технические условия
ГОСТ 1215–79	Отливки из ковкого чугуна. Общие технические условия
ГОСТ 1412–85	Чугун с пластинчатым графитом для отливок. Марки
ГОСТ 2246–70	Проволока стальная сварочная. Технические условия
ГОСТ 2850–95	Картон асбестовый. Технические условия
ГОСТ 3262–75	Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия
ГОСТ 4543–71	Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия
ГОСТ 5152–84	Набивки сальниковые. Технические условия
ГОСТ 5457–75	Ацетилен растворенный и газообразный технический. Тех-

	нические условия
ГОСТ 5583–78	Кислород газообразный технический и медицинский. Технические условия
ГОСТ 5632–72	Стали высоколегированные и сплавы коррозионностойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки
ГОСТ 6032–89	Стали и сплавы коррозионностойкие. Методы испытания на стойкость против межкристаллитной коррозии
ГОСТ 6996–66	Сварные соединения. Методы определения механических свойств
ГОСТ 7512–82	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
ГОСТ 8050–85	Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия
ГОСТ 8479–70	Поковки из конструкционной углеродистой и легированной стали. Общие технические условия
ГОСТ 8696–74	Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические условия
ГОСТ 8731–74	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия
ГОСТ 8732–78	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент
ГОСТ 8733–74	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент
ГОСТ 9087–81	Флюсы сварочные плавные. Технические условия
ГОСТ 9150–81	Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Профиль
ГОСТ 9399–81	Фланцы стальные резьбовые на $P_y$ 20-100 МПа (200-1000 кгс/см <sup>2</sup> ). Технические условия
ГОСТ 9400–81	Концы присоединительные резьбовые для арматуры, присоединительных частей и трубопроводов под линзовое уплотнение на $P_y$ 20-100 МПа (200-1000 кгс/см <sup>2</sup> ). Размеры
ГОСТ 9466–75	Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация и общие технические условия
ГОСТ 9467–75	Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы

ГОСТ 9544–93	Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов
ГОСТ 9940–81	Трубы бесшовные горячедеформированные из коррозионно-стойкой стали. Технические условия
ГОСТ 9941–81	Трубы бесшовные холодно- и теплodeформированные из коррозионно-стойкой стали. Технические условия
ГОСТ 10052–75	Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки высоколегированных сталей с особыми свойствами
ГОСТ 10157–79	Аргон газообразный и жидкий. Технические условия
ГОСТ 10493–81	Линзы уплотнительные жесткие и компенсирующие на $P_y$ 20-100 МПа (200-1000 кгс/см <sup>2</sup> ). Технические условия
ГОСТ 10494–80	Шпильки для фланцевых соединений с линзовым уплотнением на $P_y$ свыше 10 до 100 МПа (свыше 100 до 1000 кгс/см <sup>2</sup> ). Технические условия
ГОСТ 10495–80	Гайки шестигранные для фланцевых соединений на $P_y$ свыше 10 до 100 МПа (100-1000 кгс/см <sup>2</sup> ). Технические условия
ГОСТ 10705–80	Трубы стальные электросварные. Технические условия.
ГОСТ 10706–76	Трубы стальные электросварные прямошовные
ГОСТ 11068–81	Трубы электросварные из коррозионно-стойкой стали. Технические условия
ГОСТ 14202–69	Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки
ГОСТ 14782–86	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
ГОСТ 16037–80	Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры
ГОСТ 16093–81	Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Допуски. Посадки с зазором
ГОСТ 17375–2001	Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на $P_y \leq 10$ МПа ( $\leq 100$ кгс/см <sup>2</sup> ). Отводы крутоизогнутые. Конструкция и размеры
ГОСТ 17376–2001	Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на $P_y \leq 10$ МПа ( $\leq 100$ кгс/см <sup>2</sup> ). Тройники. Конструкция и размеры

ГОСТ 17378–2001	Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на $R_y \leq 10$ МПа ( $\leq 100$ кгс/см <sup>2</sup> ). Переходы. Конструкция и размеры
ГОСТ 17379–2001	Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на $R_y \leq 10$ МПа ( $\leq 100$ кгс/см <sup>2</sup> ). Заглушки эллиптические. Конструкция и размеры
ГОСТ 17380–2001	Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на $R_y \leq 10$ МПа ( $\leq 100$ кгс/см <sup>2</sup> ). Технические условия
ГОСТ 18442–80	Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования
ГОСТ 19281–89	Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия
ГОСТ 20072–74	Сталь теплоустойчивая. Технические условия
ГОСТ 20295–85	Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия
ГОСТ 21105–87	Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод
ГОСТ 22790–89	Сборочные единицы и детали трубопроводов на $R_y$ свыше 10 до 100 МПа (свыше 100 до 1000 кгс/см <sup>2</sup> ). Общие технические условия
ГОСТ 23304–78*	Болты, шпильки, гайки и шайбы для фланцевых соединений стальных энергетических установок. Технические требования
ГОСТ 23055–78	Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля
ГОСТ 23949–80	Электроды вольфрамовые сварочные неплавящиеся. Технические условия
ГОСТ 24705–81	Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Основные размеры
ГОСТ 25054–81	Поковки из коррозионноустойчивых сталей и сплавов. Общие технические условия
ГОСТ 25660–83	Фланцы изолирующие для подводных трубопроводов на $R_y$ 10,0 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> ). Конструкция
ГОСТ 31294–2005	Клапаны предохранительные прямого действия. Общие технические условия.
Директива 97/23/ЕС	Европейского Парламента и Совета от 29 мая 1997г. по

сближению законодательств Государств - Членов, касающаяся оборудования, работающего под давлением.

ASME B 31.3-2008	Pipe Flanges and Flanged Fittings.
EN 13480-1	Metallic industrial piping. Part 1: General.
EN 13480-2	Metallic industrial piping. Part 2: Materials.
EN 13480-3	Metallic industrial piping. Part 3: Design and calculation.
EN 13480-4	Metallic industrial piping. Part 4: Fabrication and installation.
EN 13480-5	Metallic industrial piping. Part 5: Inspection and testing.
EN 13480-7	Metallic industrial piping. Part 7: Guidance on the use of conformity assessment procedures.

Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТРТС 201/00) Проект.

### 3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 диаметр номинальный  $DN$  (диаметр условного прохода, номинальный размер, условный диаметр):** Параметр, применяемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоединяемых частей.

**3.2 Примечание:** номинальный диаметр приблизительно равен внутреннему диаметру присоединяемого элемента, выраженному в миллиметрах и соответствующему ближайшему значению из ряда чисел, принятых в установленном порядке.

**3.3 давление номинальное  $PN$  (условное давление), кгс/см<sup>2</sup>:** Давление, выбранное из стандартного ряда давлений, определяет в элементах трубопроводов по таблицам ГОСТ 356 зависимость максимально допустимых давлений от максимальных температур и выбранных материалов.

**3.4 Давление разрешенное  $P_{раз}$ :** Максимально допустимое избыточное давление элемента трубопровода, установленное по результатам освидетельствования или диагностирования (МПа, кгс/см<sup>2</sup>).

**3.5 давление рабочее  $P_r$ :** Максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возникающее при нормальном протекании рабочего процесса (МПа, кгс/см<sup>2</sup>).

**3.6 давление расчетное  $P$ :** Давление, на которое проводится расчет на прочность, определяется автором технологической части проекта согласно 4.6 (МПа, кгс/см<sup>2</sup>).

**3.7 давление пробное:** Избыточное давление, при котором проводится испытание трубопровода и его элементов на прочность и плотность (МПа, кгс/см<sup>2</sup>).

**3.8 трубопровод:** Сооружение из труб, деталей трубопровода, арматуры, плотно и прочно соединенных между собой, предназначенное для транспортирования газообразных и жидких продуктов.

**3.9 крестовина:** Соединение (рисунок 6.1е), в котором расстояние между осями ответвляемых трубопроводов составляет: для ответвлений диаметром до 100 мм – не менее  $D + 50$  мм; для ответвлений диаметром 100 мм и более – не менее  $D + 100$  мм.

**3.10 деталь трубопровода (фасонная деталь, фитинг):** Часть трубопровода, предназначенная для соединения отдельных его участков с изменением или без изменения направления или проходного сечения (отвод, переход, тройник, заглушка, фланец) или крепления трубопровода (опора, подвеска, болт, гайка, шайба, прокладка и т.д.) и изготовленная из материала одной марки.

**3.11 разъемное соединение:** Соединение, обеспечивающее механическую прочность и герметичность, в котором механическая прочность достигается за счет применения резьбовых, шлицованных, отбортованных или фланцевых концов труб, соединяемых с помощью резьбовых, байонетных, бугельных и других деталей, а герметичность – за счет применения прокладок, герметизирующих композиций, отбортованных торцов или механически обработанных и пригнанных друг к другу поверхностей.

**3.12 штуцер:** Элемент с отверстием, к которому присоединяется трубопровод, контрольно-измерительный прибор, заглушка и т.п. с помощью резьбы или резьбовых деталей, сварки и т.д.

**3.13 трубопроводная арматура (арматура):** Техническое устройство, устанавливаемое на трубопроводах, оборудовании и емкостях, предназначенное для управления потоком рабочей среды путем изменения площади проходного сечения.

**3.14 Нормативный документ (НД):** Стандарт, технические условия, свод правил, правила и т.д.

**3.15 температура стенки расчетная:** Температура, при которой принимаются физико-механические характеристики, допускаемые напряжения материала, и проводится расчет на прочность элементов трубопроводов.



**3.16 температура стенки допускаемая:** Максимальная (минимальная) температура стенки, при которой допускается эксплуатация трубопровода.

**3.17 отвод:** Деталь трубопровода, обеспечивающая изменение направления потока транспортируемого вещества.

**3.18 крутоизогнутый отвод:** Отвод, изготовленный из трубы с радиусомгиба не более  $1,5 DN$ .

**3.19 гнутый отвод:** То же, с радиусомгиба более  $1,5 DN$ .

**3.20 штамповарной отвод:** Отвод, изготовленный из листа с использованием штамповки и сварки.

**3.21 сварной (секторный) отвод:** Отвод, изготовленный из секций трубы с использованием сборки и сварки.

**3.22 тройник:** Фасонная деталь трубопровода для слияния или деления потоков транспортируемого вещества под углом от  $45^\circ$  до  $90^\circ$ . В зависимости от способа изготовления подразделяются на бесшовные, сварные и штамповарные.

**3.23 тройник бесшовный:** Тройник, изготовленный из бесшовной трубы способом горячей штамповки или гидроштампки, или изготовленный из поковки, или из литой заготовки.

**3.24 тройник сварной:** Тройник, изготовленный из бесшовных или электро-сварных труб способом врезки штуцера.

**3.25 тройник штамповарной:** Тройник, изготовленный из листового проката способом горячей штамповки с отбортовкой горловины и последующей сваркой.

**3.26 переход:** Фасонная деталь трубопровода, предназначенная для расширения или сужения потока транспортируемого вещества. В зависимости от способа изготовления подразделяются на бесшовные, вальцованные и лепестковые.

**3.27 переход бесшовный:** Переход, изготовленный из труб или листового проката способом штамповки.

**3.28 переход вальцованный:** Переход, изготовленный из листового проката способом вальцовки с последующей сваркой.

**3.29 переход лепестковый:** Переход, изготовленный из труб способом вырезки на концах труб клиньев, обсадки их с нагревом с последующей сваркой.

**3.30 технологический блок:** Комплекс или сборочная единица технологического оборудования заданного уровня заводской готовности и производственной технологичности, предназначенные для осуществления основных или вспомогательных технологических процессов. В состав блока включаются машины, аппараты, первичные средства контроля и управления, трубопроводы, опорные и об-

служивающие конструкции, тепловая изоляция и химическая защита. Блоки формируются, как правило, для осуществления теплообменных, массообменных, гидродинамических, химических, биологических процессов.

**3.31 межблочные связи:** Часть линии трубопровода, соединяющая технологические блоки с блоками коммуникаций.

**3.32 блок коммуникаций:** Сборочная единица, включающая трубопроводы, опоры и опорные конструкции под них, средства защиты от внешних воздействий и другие устройства.

**3.33 технологический узел:** Конструктивно и технологически обособленная часть объекта строительства, техническая готовность которой после завершения строительно-монтажных работ позволяет автономно, независимо от готовности объекта в целом, производить пусконаладочные работы, индивидуальные испытания и комплексное опробование агрегатов, механизмов и устройств.

**3.34 участок трубопровода:** Часть технологического трубопровода, как правило, из одного материала, по которому транспортируется вещество при постоянном давлении и температуре. При определении участка трубопровода в его границах для одного номинального прохода должна быть обеспечена идентичность марок арматуры, фланцев, отводов, тройников и т.д.

**3.35 точечный дефект:** Дефект при ультразвуковом контроле, условная протяженность которого не превышает условной протяженности искусственного отражателя площадью, равной предельной чувствительности, и выполненного на глубину залегания дефекта.

**3.36 протяженный дефект:** Дефект при ультразвуковом контроле, условная протяженность или приведенная протяженность которого превышает значения, установленные для точечного дефекта.

## **4 Основные положения и расчетные параметры для проектирования**

4.1 Все изменения в проектной документации, возникающие в процессе изготовления, монтажа и ремонта трубопровода, в том числе замена материалов, деталей и изменения категории трубопроводов, должны согласовываться с разработчиком проектной документации или выполняться организацией, имеющей право проведения указанной работы.

4.2 Для трубопроводов и арматуры, находящихся в контакте с взрывопожароопасными и вредными средами, проектной организацией устанавливается рас-

четный срок эксплуатации, что должно быть отражено в проектной документации и внесено в паспорт трубопровода.

4.3 Эксплуатация трубопроводов, отработавших расчетный срок службы, допускается при получении технического заключения о возможности его дальнейшей работы и разрешения в порядке, установленном нормативными документами.

4.4 Для труб, арматуры и соединительных частей трубопроводов номинальные  $PN$  и соответствующие им пробные ( $P_{пр}$ ), а также рабочие ( $P_p$ ) давления определяются по ГОСТ 356.

4.5 Толщина стенки труб и деталей трубопроводов должна определяться расчетом на прочность в зависимости от расчетных параметров, коррозионных и эрозионных свойств среды по нормативно-техническим документам применительно к действующему сортаменту труб. При выборе толщины стенки труб и деталей трубопроводов должны учитываться особенности технологии их изготовления (гибка, сборка, сварка).

4.5.1 При расчете толщины стенок трубопроводов прибавку на компенсацию коррозионного износа к расчетной толщине стенки нужно выбирать, исходя из условия обеспечения необходимого расчетного срока службы трубопровода и скорости коррозии.

4.6 Расчетное давление.

4.6.1 За расчетное давление в трубопроводе принимается:

- наибольшее расчётное (разрешенное) давление для аппаратов, с которыми соединен трубопровод;
- для напорных трубопроводов (после насосов, компрессоров, газодувок) - максимальное давление, развиваемое центробежной машиной при закрытой задвижке со стороны нагнетания; а для поршневых машин - давление срабатывания предохранительного клапана арматуры, установленного на источнике давления;
- в системах трубопроводов, защищенных предохранительными клапанами, - максимально возможное рабочее давление, возникающее при отклонении от нормального технологического режима и определяемое технологической частью проекта. Установочное давление при настройке клапана равно расчетному давлению.

нию с учетом противодействия при сбросе и должно составлять величину не менее 90% от давления полного открытия предохранительного клапана;<sup>1</sup>

- другое возможное давление, которое в сочетании с соответствующей температурой может потребовать бóльшую толщину стенки.

#### 4.7 Расчетная температура.

4.7.1 За расчетную температуру принимается, как правило, максимальная температура среды(при отсутствии теплового расчета) в условиях одновременного воздействия давления согласно технологическому регламенту или согласно проекту на технологический трубопровод.

4.8 Для температуры ниже 20 °С за расчетную температуру при определении допустимых напряжений принимают температуру 20 °С.

4.9 Трубопроводы, которые подвергаются испытанию на прочность и плотность совместно с другим оборудованием (аппараты, компенсаторы и т.д.), испытываются по наименьшему давлению каждого из элементов испытываемой системы.

4.10 Должны быть предусмотрены меры по предотвращению повышения давления выше расчетного и его сбросу с помощью предохранительного устройства.

Во избежание утечек, проливов и взаимопроникновения продуктов при движении их обратным ходом должна быть предусмотрена обратная арматура.

## 5 Классификация трубопроводов

5.1 Трубопроводы в зависимости от класса опасности транспортируемого вещества (взрыво-, пожароопасность и вредность) подразделяются на группы среды (А, Б, В) и в зависимости от расчетных параметров среды (давления и температуры) – на пять категорий (I, II, III, IV, V) - см. таблицу 5.1.

---

<sup>1</sup> Последнее требование относится к случаю, когда в конструкции клапана давление полного открытия больше давления начала открытия более чем на 10 %.

Таблица 5.1 – Классификация трубопроводов

Группа среды	Транспортируемые вещества	Категория трубопроводов									
		I		II		III		IV		V	
		$P_{расч.},$ МПа	$t_{расч.},$ °С	$P_{расч.},$ МПа	$t_{расч.},$ °С	$P_{расч.},$ МПа	$t_{расч.},$ °С	$P_{расч.},$ МПа	$t_{расч.},$ °С	$P_{расч.},$ МПа	$t_{расч.},$ °С
А	Вещества с токсичным действием по ГОСТ 12.1.007	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	а) чрезвычайно опасные вещества класса 1, высокоопасные вещества класса 2	Независимо	Независимо	–	–	–	–	–	–	–	–
	б) умеренно опасные вещества класса 3	Свыше 2,5	Свыше плюс 300 или ниже минус 40	От вакуума 0,08 до 2,5	От минус 40 до 300	–	–	–	–	–	–
Вакуум ниже 0,08		Независимо	–			–	–	–			
Б	Взрывопожароопасные вещества по ГОСТ 12.1.044	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	а) горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные углеводородные газы (СУГ)	Свыше 2,5	Свыше 300 или ниже минус 40	От вакуума 0,08 до 2,5	От минус 40 до 300	–	–	–	–	–	–
		Вакуум ниже 0,08	Независимо			–	–	–	–		
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	

Группы	Транспортируемые вещества	Категория трубопроводов									
		I		II		III		IV		V	
		$P_{расч.},$ МПа	$t_{расч.},$ °С	$P_{расч.},$ МПа	$t_{расч.},$ °С	$P_{расч.},$ МПа	$t_{расч.},$ °С	$P_{расч.},$ МПа	$t_{расч.},$ °С	$P_{расч.},$ МПа	$t_{расч.},$ °С
Б	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	свыше 2,5	Свыше плюс 300 или ниже минус 40	свыше 1,6 до 2,5	до 300	до 1,6	от минус 40 до 120	—	—	—	—
		вакуум ниже 0,08	независимо	вакуум выше 0,08	от минус 40 до 300			—	—	—	—
	в) горючие жидкости (ГЖ)	свыше 6,3	Свыше плюс 350 или ниже минус 40	свыше 2,5 до 6,3	до 350	свыше 1,6 до 2,5	до 250	до 1,6	от минус 40 до 120	—	—
		вакуум ниже 0,03		от вакуума 0,003 до вакуума 0,08		вакуум выше 0,08	от минус 40 до 250			—	—
В	Трудногорючие (ТГ) и негорючие вещества (НГ)	вакуум ниже 0,03	Свыше плюс 450 или ниже минус 60	от вакуума 0,003 до вакуума 0,08 или до 6,3	до 450	свыше 2,5 до 6,3	до 350	свыше 1,6 до 2,5	до 250	от вакуума 0,08 до 1,6	от минус 40 до 120
		свыше 6,3		от вакуума 0,08 до 1,6		ниже минус 40	—			—	

5.2 Категорию трубопровода следует устанавливать по параметру, требующему отнесения его к более ответственной категории.

5.3 Категория трубопроводов определяет совокупность технических требований, предъявляемых к конструкции, монтажу и объему контроля трубопроводов.

5.4 Обозначение группы определенной транспортируемой среды включает в себя обозначение группы среды (А, Б, В) и подгруппы (а, б, в), отражающей токсичность и взрывопожароопасность веществ, входящих в эту среду (см. таблицу 5.1).

5.5 Обозначение трубопровода в общем виде соответствует обозначению группы транспортируемой среды и его категории. Обозначение "трубопровод I группа А(б)" обозначает трубопровод, по которому транспортируется среда группы А (б) с параметрами категории I.

5.6 Группа среды трубопровода, транспортирующего среды, состоящие из различных компонентов, устанавливается по компоненту, требующему отнесения трубопровода к более ответственной группе. При этом если содержание одного из компонентов в смеси превышает среднюю смертельную концентрацию в воздухе согласно ГОСТ 12.1.007, то группу смеси следует определять по этому веществу. Если наиболее опасный по физико-химическим свойствам компонент входит в состав смеси в количестве ниже смертельной дозы, вопрос об отнесении трубопровода к менее ответственной группе или категории трубопровода решается проектной организацией (автором проекта).

5.7 Класс опасности веществ следует определять по ГОСТ 12.1.005 (раздел 4) и ГОСТ 12.1.007 (раздел 5), значения показателей пожаровзрывоопасности веществ – по соответствующей НД или методикам, изложенным в ГОСТ 12.1.044 (раздел 6).

5.8 Для вакуумных трубопроводов следует учитывать абсолютное рабочее давление.

5.9 Трубопроводы, транспортирующие вещества с рабочей температурой, равной или превышающей температуру их самовоспламенения, а также негорючие, трудногорючие и горючие вещества, которые при взаимодействии с водой или кислородом воздуха могут быть пожаровзрывоопасными, следует относить к I категории.

5.10 По решению разработчика допускается в зависимости от условий эксплуатации принимать более ответственную (чем определяемую по расчетным параметрам среды) категорию трубопровода.

5.11 Сопоставимая таблица классификации трубопроводов по настоящему стандарту в сравнении с классификацией по EN 13480-1 и директиве 97/23/ЕС приведена в приложении ZA.

## 6 Требования к конструкции трубопроводов

6.1 Конструкция трубопровода должна предусматривать возможность выполнения всех видов контроля. Если конструкция трубопровода не позволяет проведение наружного и внутреннего осмотров или гидравлического испытания, автором проекта должна быть указана методика, периодичность и объем контроля, выполнение которых обеспечит своевременное выявление и устранение дефектов.

### 6.2 Фланцевые и другие соединения

6.2.1 Фланцы по ГОСТ Р 54432 [7].

Фланцы типа 01 по ГОСТ Р 54432 [7] (плоские) применяются для трубопроводов, работающих при номинальном давлении не более  $PN 25$  (2,5 МПа) или температуре среды не выше  $300^{\circ}\text{C}$ . Не допускается применять плоские фланцы в трубопроводах в условиях циклических нагрузок с числом циклов свыше  $2 \cdot 10^3$  за весь срок службы, а также в средах, вызывающих коррозионное растрескивание.

6.2.2 Крепежные детали и прокладки принимаются в соответствии с ГОСТ Р 54432 [7], ГОСТ Р 52376 [2], ГОСТ 20700.

Для трубопроводов с группой сред А и Б и  $PN=10$  (1 МПа) следует применять фланцы на  $PN 16$  (1,6 МПа).

6.2.3 Для трубопроводов, работающих при номинальном давлении свыше  $PN 25$  (2,5 МПа), независимо от температуры, а также для трубопроводов с рабочей температурой выше  $300^{\circ}\text{C}$  независимо от давления, применяются фланцы приварные встык типа 11 по ГОСТ Р 54432.

6.2.4 Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев трубопроводов для мягких прокладок в зависимости от группы сред приведен в приложении Р. Крепежные детали и прокладки принимаются в соответствии с ГОСТ Р 54432 [7], ГОСТ Р 52376 [2].

6.2.5 Для трубопроводов, транспортирующих вещества групп А и Б технологических объектов I категории взрывопожароопасности, а также высокоорганический теплоноситель (ВОТ), не допускается применение фланцев типа 01 с соединительным выступом, за исключением случаев применения спирально-навитых прокладок (СНП) с ограничительными кольцами [2].



6.2.6 Гладкую уплотнительную поверхность фланцев под спирально-навитую прокладку рекомендуется обработать в виде концентрических или спиральных канавок с шероховатостью  $Ra=3,2\div 6,3$  мкм скругленным резцом с последующей подшлифовкой поверхности от заусенцев и острых кромок (радиус инструмента не менее 1,5 мм, количество пазов 1,8-2,2 на 1 мм) согласно ASME B 16.5.

6.2.7 Для прокладок, требующих замкнутого объема, следует применять фланцы с уплотнительной поверхностью исполнения по ГОСТ 54432 исполнения L, M "шип-паз" (например, прокладки из PTFE).

6.2.8 При сборке фланцевых соединений сборочных единиц уплотнительные поверхности приварных фланцев должны быть перпендикулярны к осям труб и деталей и соосны с ними.

Допускаемые отклонения от параллельности уплотнительных поверхностей фланцев не должны превышать 10 % толщины прокладки.

Отклонение уплотнительной поверхности фланца от плоскостности должно быть не более 1 мм на 100 мм наружного диаметра фланца (рисунок 6.1).

6.2.9 При установке штуцеров и люков (угловое соединение):

- отклонение по высоте (вылету) штуцеров не должно быть более  $\pm 5$  мм;
- позиционное отклонение осей штуцеров не должно быть более  $\pm 10$  мм.

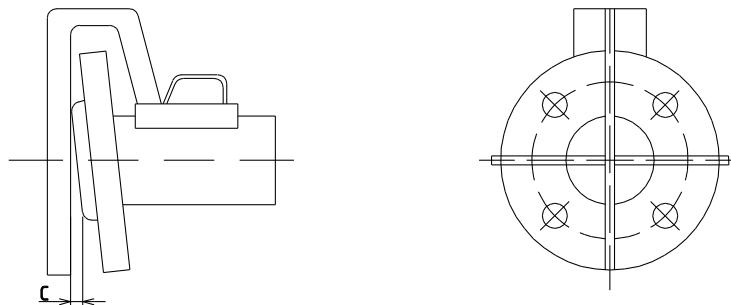


Рисунок 6.1

6.2.10 При сборке фланцевых соединений должно обеспечиваться симметричное расположение отверстий под болты и шпильки относительно вертикальной и горизонтальной осей фланцев и не совпадать с ней. Несовпадение отверстий соединяемых фланцев не должно превышать половины разности номинальных диаметров отверстия и устанавливаемого болта (шпильки).

6.2.11 При сборке труб и деталей трубопроводов с плоскими фланцами расстояние от поверхности фланцев до торца трубы (детали) должно быть не менее высоты катета плюс 1 мм.

6.2.12 При сборке фланцевых соединений должны быть выполнены следующие требования:

- гайки болтов должны быть расположены с одной стороны фланцевого соединения;

- длина шпилек (болтов) должна обеспечивать превышение резьбовой части над гайкой не менее чем на 1 шага резьбы, не считая фаски;

- гайки соединений с мягкими прокладками затягивают равномерно по способу крестообразного обхода, сначала затягивают одну пару противоположно расположенных болтов, затем вторую, находящуюся под углом  $90^\circ$  к первой, и после этого таким же способом затягивают все болты;

- гайки соединений с металлическими прокладками затягивают по способу кругового обхода (при 3х- или 4х- кратном круговом обходе равномерно затягивают все гайки);

- крепежные детали во фланцевых соединениях должны быть одной партии. Порядок сборки фланцевых соединений, контроль усилия затяжки крепежных деталей должны быть приведены в производственных инструкциях предприятия-изготовителя с соблюдением требований ГОСТ 20700;

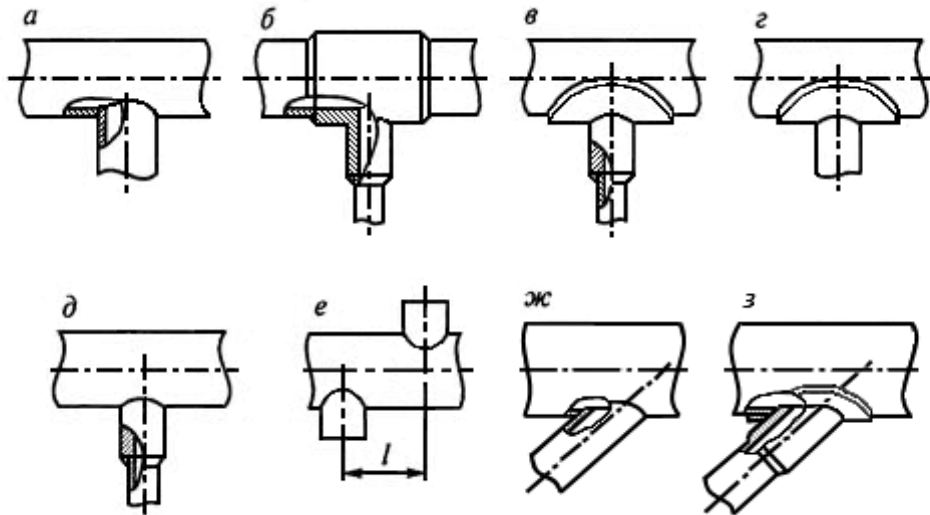
- болты и шпильки соединений трубопроводов, работающих при температуре свыше  $300^\circ\text{C}$ , предварительно должны быть покрыты графитовой смазкой, предохраняющей их от заедания и пригорания;

- фланцы на замыкающих концах сборочных единиц приваривают только в случаях, когда расположение отверстий в них не ограничено. Фланцы, связанные с аппаратами, арматурой или фланцами на других узлах, после их уточнения положения по месту следует приваривать на монтаже.

6.2.13 Кроме фланцевых соединений, могут применяться другие виды разъемных соединений (см. пункт 3.11).

### **6.3 Ответвления (врезки)**

6.3.1 Ответвление от трубопровода выполняется одним из способов, показанных на рисунке 6.2. Не допускается усиление ответвлений с помощью ребер жесткости.



а - без укрепления; б - с помощью тройника; в - укрепленное штуцером и накладкой;  
г - укрепленное накладкой; д - укрепленное штуцером; е - крестообразное;  
ж - наклонная врезка без укрепления; з - наклонная врезка с укреплением штуцером и накладкой.

Рисунок 6.2 – Ответвления на технологических трубопроводах

Присоединение ответвлений по способу "а" (рисунок 6.2) применяется в тех случаях, когда ослабление основного трубопровода компенсируется имеющимися запасами прочности соединения.

Допускаются также врезки в трубопровод по касательной к окружности поперечного сечения трубы для исключения накопления продуктов в нижней части трубопровода.

6.3.2 Сваренные из труб тройники, штампосварные отводы, тройники и отводы из литых по электрошлаковой технологии заготовок допускается применять на давление до 35 МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>). При этом все сварные швы и металл литых заготовок подлежат контролю УЗД в объеме 100 %.

6.3.3 Сварные крестовины и крестовые врезки допускается применять на трубопроводах из углеродистых сталей при рабочей температуре не выше 250 °С.

Крестовины и крестовые врезки из электросварных труб допускается применять при номинальном давлении не более  $PN 16$  (1,6 МПа). При этом крестовины должны быть изготовлены из труб с номинальным давлением не менее  $PN 25$  (2,5 МПа).

Крестовины и крестовые врезки из бесшовных труб допускается применять при номинальном давлении не более  $PN 25$  (2,5 МПа), (при условии изготовления крестовин из труб с номинальным давлением не менее  $PN 40$  (4 МПа).

6.3.4 Врезку штуцеров в сварные швы трубопроводов следует производить с учетом пункта 11.2.7.

## 6.4 Отводы

6.4.1 Для трубопроводов применяются, как правило, крутоизогнутые отводы, изготовленные из бесшовных и сварных прямошовных труб методом горячей штамповки или протяжки, а также гнутые и штампосварные. При диаметре больше  $DN$

6.4.2 400 выполняют подварку корня шва, сварные швы подвергают 100 % ультразвуковому или радиографическому контролю.

6.4.3 Гнутые отводы, изготовляемые из бесшовных труб, применяются в тех случаях, когда требуется максимально снизить гидравлическое сопротивление трубопровода, например, на трубопроводах с пульсирующим потоком среды (с целью снижения вибрации), а также на трубопроводах при номинальном диаметре до  $DN 25$ . Необходимость термообработки определяют по 12.2.11.

6.4.4 Пределы применения гнутых отводов из труб действующего сортамента должны соответствовать пределам применения труб, из которых они изготовлены.

Длина прямого участка от конца трубы до начала гнутого участка должна быть не менее 100 мм.

6.4.5 В трубопроводах допускается применять сварные секторные отводы номинальным диаметром  $DN 500$  и менее при номинальном давлении не более  $PN 40$  (4 МПа) и номинальным диаметром более  $DN 500$  при номинальном давлении до  $PN 25$  (2,5 МПа).

При изготовлении секторных отводов угол между поперечными сечениями сектора не должен превышать  $22,5^\circ$ . Расстояние между соседними сварными швами по внутренней стороне отвода должно обеспечивать доступность контроля этих швов по всей длине шва.

Для изготовления секторных отводов не допускается применение спиральношовных труб, при диаметре более 400 мм применяют подварку корня шва, сварные швы подвергают 100 % ультразвуковому или радиографическому контролю.

Сварные секторные отводы не следует применять в случаях:

- больших циклических нагрузок, например от давления, более 2000 циклов;
- необеспеченности самокомпенсации за счет других трубных элементов.

## **6.5 Переходы**

6.5.1 В трубопроводах следует применять, как правило, переходы штампованные, вальцованные из листа с одним сварным швом, штампосварные из половин с двумя сварными швами.

Пределы применений стальных переходов должны соответствовать пределам применения присоединяемых труб аналогичных марок сталей и аналогичных рабочих (расчетных) параметров.

6.5.2 Допускается применение лепестковых переходов для трубопроводов с номинальным давлением не более  $PN16$  (1,6 МПа) и номинальным диаметром  $DN 500$  и менее.

Не допускается устанавливать лепестковые переходы на трубопроводах, предназначенных для транспортирования сжиженных газов и веществ группы А и Б.

6.5.3 Лепестковые переходы следует сваривать с последующим 100 %-ным контролем сварных швов ультразвуковым или радиографическим методом.

После изготовления лепестковые переходы следует подвергать термообработке.

## **6.6 Заглушки**

6.6.1 Приварные плоские и ребристые заглушки из листовой стали рекомендуется применять для трубопроводов при номинальном давлении до  $PN 25$  (2,5 МПа).

6.6.2 Заглушки, устанавливаемые между фланцами, не следует применять для разделения двух трубопроводов с различными средами, смешение которых недопустимо.

6.6.3 Пределы применения заглушек и их характеристики по материалу, давлению, температуре, коррозии и т.д. должны соответствовать пределам применения фланцев.

## **6.7 Трубопроводы, работающие при номинальном давлении выше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)**

### **6.7.1 Общие требования**

6.7.1.1 Соединения элементов трубопроводов, работающих под давлением до 35 МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>), рекомендуется производить сваркой. Применяются только стыковые без подкладного кольца сварные соединения. Фланцевые и другие соединения допускается предусматривать в местах подключения трубопроводов к

аппаратам, арматуре и другому оборудованию, а также на участках трубопроводов, требующих в процессе эксплуатации периодической разборки или замены.

6.7.1.2 В трубопроводах, предназначенных для работы под давлением до 35 МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>) включительно, допускается вварка штуцеров на прямых участках, а также применение тройников, сваренных из труб, также штампосварных колен с двумя продольными швами при условии проведения 100 %-ного контроля сварных соединений методом ультразвуковой или радиографической дефектоскопии.

6.7.1.3 Вварка штуцеров в гнутые элементы (в местах гибов) трубопроводов не допускается.

На гibaх трубопроводов, работающих под давлением до 35 МПа, может быть допущена вварка одного штуцера внутренним диаметром не более 25 мм.

6.7.1.4 Для соединения элементов трубопроводов из высокопрочных сталей с временным сопротивлением разрыву 650 МПа (6500 кгс/см<sup>2</sup>) и более должны использоваться муфтовые, фланцевые и другие соединения. Сварные соединения таких сталей могут быть допущены в технически обоснованных случаях.

6.7.1.5 В местах расположения наиболее напряженных сварных соединений и точек измерения остаточной деформации, накапливаемой при ползучести металла, должны быть предусмотрены съемные участки изоляции.

### **6.7.2 Кованые и штампованные детали**

6.7.2.1 Детали трубопроводов высокого давления должны изготавливаться из поковок, объемных штамповок и труб. Допускается применение других видов заготовок, если они обеспечивают надежную работу в течение расчетного срока службы с учетом заданных условий эксплуатации.

6.7.2.2 Отношение внутреннего диаметра ответвления к внутреннему диаметру основной трубы в кованых тройниках-вставках не должно быть менее 0,25. Если соотношение диаметра штуцера и диаметра основной трубы менее 0,25, должны применяться тройники со штуцерами на ввертных шпильках.

### **6.7.3 Гнутые и сварные элементы**

6.7.3.1 Конструкция и геометрические размеры тройников, сваренных из труб, штампосварных колец, гнутых отводов и штуцеров должны удовлетворять требованиям стандартов, технических условий и чертежей.

6.7.3.2 Сваренные из труб тройники, штампосварные отводы, тройники и отводы из литых по электрошлаковой технологии заготовок допускается применять на давление до 35 МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>). При этом все сварные швы и металл

литых заготовок подлежат контролю методом ультразвуковой дефектоскопии (УЗД) в объеме 100 %.

6.7.3.3 Отношение внутреннего диаметра штуцера (ответвления) к внутреннему диаметру основной трубы в сварных тройниках не должно превышать значения 0,7.

6.7.3.4 Применение отводов, сваренных из секторов, не допускается.

6.7.3.5 Гнутые отводы после гибки должны подвергаться термической обработке с учетом пункта 12.2.11. Режим термической обработки устанавливается стандартами, техническими условиями, чертежами.

6.7.3.6 Отводы, гнутые из стали марок 20, 15ГС, 14ХГС, после холодной гибки допускается подвергать только отпуску при условии, что до холодной гибки трубы подвергались закалке с отпуском или нормализации.

#### **6.7.4 Разъемные соединения**

6.7.4.1 Для разъемных соединений должны применяться фланцы резьбовые по ГОСТ 9399 и ГОСТ 9400 и фланцы, приваренные встык с учетом требований пункта 6.7.1.1.

6.7.4.2 В качестве уплотнительных элементов фланцевых соединений должны применяться металлические прокладки – плоские, линзы сферические по ГОСТ 10493, кольца восьмиугольного, овального сечений, а также прокладки из терморасширенного графита (до 20 МПа (200 кгс/см<sup>2</sup>) и других материалов.

6.7.4.3 Шпильки для фланцевых соединений с линзовым уплотнением на давление выше  $P_N 10$  (1 МПа) принимают по ГОСТ 10495, гайки – по ГОСТ 10495.

#### **6.8 Сварные швы и их расположение, требования к сборочным единицам**

6.8.1 Расстояние между соседними кольцевыми стыковыми сварными соединениями должно быть не менее трехкратного значения номинальной толщины свариваемых элементов, но не менее 100 мм для диаметров до 219 мм, 250 мм для диаметров до 550 мм и 400 мм для диаметров свыше 550 мм.

В любом случае указанное расстояние должно обеспечивать возможность проведения местной термообработки и контроля шва неразрушающими методами.

Сварные соединения трубопроводов должны располагаться от края опоры в соответствии с пунктом 11.2.6.

6.8.2 Расстояние от началагиба трубы до оси кольцевого сварного шва должно быть не менее наружного диаметра трубы, но не менее 100 мм.

При применении крутоизогнутых отводов допускается расположение сварных соединений в начале изогнутого участка и сварка между собой отводов без прямых участков.

6.8.3 Длина прямого участка между сварными швами двух соседних гибов должна составлять не менее 100 мм при  $DN$  менее 150 и 200 мм при  $DN$  от 150 мм и выше.

6.8.4 При угловых (тавровых) сварных соединениях труб (штуцеров) с элементами трубопроводов расстояние от наружной поверхности штуцеров до началагиба или до оси поперечного стыкового сварного шва должно составлять:

- для труб (штуцеров) с наружным диаметром до 100 мм не менее наружного диаметра трубы, но не менее 50 мм,
- для труб (штуцеров) с наружным диаметром 100 мм и более - не менее 100 мм.

6.8.5 Наименьшее расстояние между краями ближайших угловых швов приварки штуцеров или труб к сборочной единице определяется проектной (конструкторской) организацией при условии выполнения расчета в полном объеме, требуемого нормами расчета на прочность.

6.8.6 Расстояние между краем шва приварки накладки и краем ближайшего шва трубопровода или шва приварки патрубка, а также краями швов приварки соседних накладок, должно быть не менее трехкратной толщины стенки трубы, но не менее 20 мм.

6.8.7 Для поперечных стыковых сварных соединений, подлежащих местной термической обработке, длина свободного прямого участка трубы в каждую сторону от оси шва (до ближайших приварных деталей и элементов, началагиба, соседнего поперечного шва) должна быть не менее величины ( $L$ ), определяемой по формуле (1), но не менее 100 мм

$$L = \sqrt{(D_n - S_n) \times S_n} \quad (1)$$

где:  $D_n$  - номинальный наружный диаметр трубы в мм;

$S_n$  - номинальная толщина стенки трубы, детали в мм.

Для поперечных стыковых сварных соединений, подлежащих ультразвуковому контролю, длина свободного прямого участка трубы (элемента) в каждую сторону от оси шва (до ближайших приварных деталей, началагиба, оси соседнего поперечного сварного шва) должно быть не менее величин, приведенных в таблице 6.1.



Таблица 6.1

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

6.8.8 При сборке фланцевых соединений сборочных единиц уплотнительные поверхности приварных фланцев должны быть перпендикулярны к осям труб и деталей и соосны с ними.

Отклонения от параллельности уплотнительных поверхностей фланцев не должны превышать 10 % толщины прокладки.

Отклонение уплотнительной поверхности фланца от плоскостности должно быть не более 1 мм на 100 мм наружного диаметра фланца, (рисунок 6.1).

6.8.9 При установке штуцеров и люков (угловое соединение):

- отклонение по высоте (вылету) штуцеров не должно быть более  $\pm 5$  мм;
- позиционное отклонение осей штуцеров не должно быть более  $\pm 10$  мм.

## 7 Требования к материалам и полуфабрикатам

### 7.1 Общие положения

7.1.1 Материалы, применяемые для изготовления трубопроводов (приложение А), должны обеспечивать их надежную работу в течение расчетного срока службы с учетом заданных условий эксплуатации (расчетное давление, минимальная отрицательная и максимальная расчетная температуры), состава и характера среды (коррозионная активность, взрывоопасность, токсичность и др.) и влияния температуры окружающего воздуха.

7.1.2 Трубы и фасонные детали трубопроводов должны быть изготовлены из сталей, обладающих технологической свариваемостью, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образцах не менее 16 % и ударной вязкостью не ниже  $KCU = 30$  Дж/см<sup>2</sup>,  $KCV=20$  Дж/см<sup>2</sup> при минимальной расчетной температуре стенки элемента трубопровода.

7.1.3 Допускается применение полуфабрикатов из материалов, не указанных в приложении А, если их применение предусмотрено другими национальными стандартами и техническими условиями с учетом п. 4.1, если качество по ним не ниже установленного в приложении А.

7.1.4 Применение импортных полуфабрикатов и материалов допускается, если их применение предусмотрено по международным стандартам ASME, (EN).

7.1.5 Предприятие-изготовитель трубопровода должно осуществлять входной контроль качества поступающих полуфабрикатов. Оценка качества полуфабрикатов проводится в соответствии с требованиями стандартов и НД на конкретные полуфабрикаты и подтверждается сертификатами.

Для трубопроводов  $PN > 100$  (10 МПа) объем входного контроля сборочных единиц и элементов трубопроводов приведен в таблице Г.3 (приложение Г).

7.1.6 Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов следует применять основные материалы, указанные в приложении А : трубы – см. таблицу А1, поковки – таблицу А.2, стальные отливки – таблицу А.3, крепежные детали – таблицу А.4, материалы деталей высокого давления  $PN > 100$  – см. приложение Г.

## 7.2 Расчетная отрицательная температура

7.2.1 Для трубопроводов, размещаемых на открытой площадке или в неотопляемом помещении, минимальная температура стенки трубопровода принимается равной:

- абсолютной минимальной температуре окружающего воздуха данного района в соответствии со СНиП 23–01, если температура стенки трубопровода, находящегося под расчетным (рабочим) давлением, может принять эту температуру;

- значению отрицательной температуры, указанной в таблице А.1, графа «более  $0,35 \cdot [\sigma]$ » для соответствующего материала, если температура стенки трубопровода, находящегося под расчетным (рабочим) давлением, не может быть ниже этой температуры; если эта температура выше средней температуры самой холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, то пуск, остановка и испытания на герметичность в зимнее время выполняются в соответствии с "Регламентом проведения в зимнее время пуска (остановки) или испытания на герметичность трубопроводов" (приложение Б), если нет других указаний в нормативной документации (НД);

- материал опорных элементов принимается по средней температуре наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92 согласно СНиП 23–01 [17].

## 7.3 Трубы

7.3.1 Пределы применения труб из сталей различных марок указаны в приложении А (таблица А1).

7.3.2 Бесшовные трубы должны изготавливаться из катаной, кованой, непрерывной или центробежнолитой заготовки. Допускается для трубопроводов категорий II и ниже применение труб, изготовленных из слитка, при условии проведения их контроля методом УЗД в объеме 100 % по всей поверхности.

7.3.3 Электросварные трубы с продольным или спиральным швом должны поставляться с радиографическим или ультразвуковым контролем сварного шва по всей длине.

7.3.4 Электросварные трубы из углеродистой и низколегированной стали должны поставляться в термически обработанном состоянии, если:

- соотношение наружного диаметра трубы к толщине стенки менее 50;
- толщина стенки трубы более 30 мм для низколегированных сталей или более 36 мм для углеродистых сталей;
- транспортируемая среда вызывает коррозионное растрескивание.

Экспандированные трубы могут применяться без последующей термической обработки до температуры 150 °С, если пластическая деформация при экспандировании превышает 3 %.

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

Допускается не проводить гидравлическое испытание бесшовных труб, если трубы подвергаются по всей поверхности контролю физическими методами.

7.3.6 Для трубопроводов следует применять трубы с нормированным химическим составом металла (группа В) по приложению А.

7.3.7 Трубы электросварные со спиральным швом разрешается применять только для прямых участков трубопроводов.

7.3.8 Допускается применять в качестве труб обечайки, изготовленные из листовой стали в соответствии с [3].

#### **7.4 Детали трубопроводов**

7.4.1 Детали трубопроводов в зависимости от параметров транспортируемой среды и условий эксплуатации следует выбирать по действующим НД, а также по технической документации разработчика проекта.

7.4.2 Детали трубопроводов должны изготавливаться из стальных бесшовных и прямошовных сварных труб, листового проката и поковок, материал которых отвечает требованиям НД, а также условиям свариваемости с материалом присоединяемых труб.

## **7.5 Поковки, сортовой прокат**

7.5.1 Пределы применения поковок различных марок сталей должны соответствовать требованиям приложения А.

7.5.2 Поковки должны применяться в термически обработанном состоянии.

7.5.3 Для изготовления поковок должны применяться качественные углеродистые, низколегированные, легированные и коррозионностойкие стали.

7.5.4 Поковки для деталей трубопроводов должны быть отнесены к группе IV по ГОСТ 8479 и группам IV или V по ГОСТ 25054.

7.5.5 Поковки из углеродистых, низколегированных и легированных сталей, имеющие один из габаритных размеров более 200 мм и толщину более 50 мм, должны подвергаться поштучному контролю ультразвуковым или другим равноценным методом.

Дефектоскопии должно подвергаться не менее 50 % объема контролируемой поковки. Площадь контроля распределяется равномерно по всей контролируемой поверхности. Объем контроля для  $PN > 100$  см. приложение Г.

Методы и нормы контроля должны соответствовать действующей НД.

7.5.6 Допускается применение круглого проката наружным диаметром не более 160 мм для изготовления полых круглых деталей с толщиной стенки не более 40 мм и длиной до 200 мм.

7.5.7 Прокат должен быть в термически обработанном состоянии и подвергаться радиографическому или ультразвуковому контролю по всему объему.

## **7.6 Крепежные детали**

7.6.1 Крепежные детали для разъемных соединений и материалы для них следует выбирать в зависимости от рабочих условий и материала согласно приложению А.

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

7.6.2 Крепежные детали должны изготавливаться из сортового проката или поковок.

7.6.3 Материал заготовок или готовые крепежные детали должны быть термически обработаны.

7.6.4 Твердость болтов и шпилек должна быть выше твердости гаек не менее чем на 20 НВ.

7.6.5 Не допускается изготавливать крепежные детали из кипящей, полуспокойной и автоматной сталей.

7.6.6 Для крепежных деталей из сталей аустенитного класса с рабочей температурой выше 500 °С изготавливать резьбу методом накатки не допускается.

7.6.7 Материалы крепежных деталей должны выбираться с коэффициентом линейного расширения, близким по значению к коэффициенту линейного расширения материала фланца. Разница в значениях коэффициентов линейного расширения материалов не должна превышать 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 для фланцевых соединений с рабочей температурой не более 100 °С.

## **7.7 Прокладочные материалы**

7.7.1 Прокладки и прокладочные материалы для уплотнения фланцевых соединений выбираются в зависимости от транспортируемой среды и ее рабочих параметров в соответствии с проектом и НД.

## **8 Требования к трубопроводной арматуре.**

8.1 При проектировании и изготовлении трубопроводной арматуры необходимо выполнять требования технических регламентов, стандартов и требования заказчиков в соответствии с требованиями безопасности по ГОСТ Р 53672 [6].

8.2 В ТУ на конкретные виды и типы трубопроводной арматуры должны быть приведены:

- перечень нормативных документов, на основании которых производят проектирование, изготовление и эксплуатацию арматуры;
- основные технические данные и характеристики арматуры;
- показатели надежности и (или) показатели безопасности (для арматуры, у которой возможны критические отказы);
- требования к изготовлению;
- требования безопасности;
- комплект поставки;
- правила приемки;
- методы испытаний;
- перечень возможных отказов и критерии предельных состояний;
- указания по эксплуатации;

- основные габаритные и присоединительные размеры, в том числе наружный и внутренний диаметры патрубков, разделки кромок патрубков под приварку и др.

8.3 Основные показатели назначения арматуры (всех видов и типов), устанавливаемые в конструкторской и эксплуатационной документации:

- номинальное давление  $PN$  (рабочее или расчетное давление  $P$ );
- номинальный диаметр  $DN$ ;
- рабочая среда;
- расчетная температура (максимальная температура рабочей среды);
- допустимый перепад давлений;
- герметичность затвора (класс герметичности или величина утечки);
- строительная длина;
- климатическое исполнение (с параметрами окружающей среды);
- стойкость к внешним воздействиям (сейсмические, вибрационные и др.);
- масса.

8.4 Дополнительные показатели назначения для конкретных видов арматуры:

- коэффициент сопротивления ( $\zeta$ ) для запорной и обратной арматуры;
- зависимость коэффициента сопротивления от скоростного давления – для обратной арматуры;
- коэффициент расхода (по жидкости и по газу), площадь седла, давление настройки, давление полного открытия, давление закрытия, противодействие, диапазон давлений настройки - для предохранительной арматуры;
- условная пропускная способность ( $K_{vy}$ ), вид пропускной характеристики, кавитационные характеристики – для регулирующей арматуры;
- условная пропускная способность, величина регулируемого давления, диапазон регулируемых давлений, точность поддержания давления (зона нечувствительности и зона неравномерности), минимальный перепад давления, при котором обеспечивается работоспособность – для регуляторов давления;
- параметры приводов и исполнительных механизмов;
- а) для электропривода – напряжение, частота тока, мощность, режим работы, передаточное число, КПД, максимальный крутящий момент, параметры окружающей среды;
- б) для гидро – и пневмопривода – управляющая среда, давление управляющей среды – для регуляторов давления;
- время открытия (закрытия) – по требованию заказчика арматуры.

8.5 Арматура должна быть испытана в соответствии с ГОСТ Р 53402 и ТУ, при этом обязательный объем испытаний должен включать:

- на прочность и плотность основных деталей и сварных соединений, работающих под давлением;
- на герметичность затвора, нормы герметичности затвора – по ГОСТ Р 54808 [8] (для арматуры рабочих средств групп А, Б(а) и Б(б) при испытании на герметичность затворов не должно быть видимых утечек – класс А ГОСТ Р 54808 [8]);
- на герметичность относительно внешней среды;
- на функционирование (работоспособность).

Результаты испытаний должны быть отражены в паспорте арматуры.

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

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

Направление осей штока привода должно определяться в проектной документации.

8.8 Запорная арматура должна иметь указатели положения запирающего элемента ("открыто", "закрыто").

8.9 Материал арматуры для трубопроводов следует выбирать в зависимости от условий эксплуатации, параметров и физико-химических свойств транспортируемой среды и требований НД. Арматуру из цветных металлов и их сплавов допускается применять в тех случаях, когда стальная и чугунная арматура не может быть использована по обоснованным причинам.

8.10 Арматуру из углеродистых и легированных сталей допускается применять для сред со скоростью коррозии не более 0,5 мм/год.

8.11 Арматуру из ковкого чугуна марки не ниже КЧ 30-6 и из серого чугуна марки не ниже СЧ 18-36 следует применять для трубопроводов, транспортирующих среды группы В, с учетом ограничений, указанных в пункте 8.14.

8.12 Для сред групп А(б), Б(а), кроме сжиженных газов; Б(б), кроме ЛВЖ с температурой кипения ниже 45 °С; Б(в) – арматуру из ковкого чугуна допускается использовать, если пределы рабочих температур среды не ниже минус 30 °С и не выше 150 °С при давлении среды не более 1,6 МПа (160 кгс/см<sup>2</sup>). При этом для номинальных рабочих давлений среды до 1 МПа применяется арматура, рассчитанная на давление не менее *PN 16* (1,6 МПа), а для номинальных давлений бо-

лее PN 10 (1 МПа) - арматура, рассчитанная на давление не менее PN 25 (2,5 МПа).

8.13 Не допускается применять арматуру из ковкого чугуна на трубопроводах, транспортирующих среды группы А(а), сжиженных газов группы Б(а); ЛВЖ с температурой кипения ниже 45 °С группы Б(б).

Не допускается применять арматуру из серого чугуна на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А и Б, а также на паропроводах и трубопроводах горячей воды, используемых в качестве спутников.

8.14 Арматуру из серого и ковкого чугуна не допускается применять независимо от среды, рабочего давления и температуры в следующих случаях:

- на трубопроводах, подверженных вибрации;
- на трубопроводах, работающих при резкопеременном температурном режиме среды;
- при возможности значительного охлаждения арматуры в результате дроссельэффекта;
- на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А и Б, содержащих воду или другие замерзающие жидкости, при температуре стенки трубопровода ниже 0 °С независимо от давления;
- в обвязке насосных агрегатов при установке насосов на открытых площадках;
- в обвязке резервуаров и емкостей для хранения взрывопожароопасных и токсичных веществ.

8.15 На трубопроводах, работающих при температуре среды ниже 40 °С, следует применять арматуру из соответствующих легированных сталей, специальных сплавов или цветных металлов, имеющих при наименьшей возможной температуре корпуса ударную вязкость металла (KCV) не ниже 20 Дж/см<sup>2</sup>.

8.16 Для жидкого и газообразного аммиака допускается применение специальной арматуры из ковкого чугуна в пределах параметров и условий, изложенных в пункте 8.12.

8.17 В гидроприводе арматуры следует применять негорючие и незамерзающие жидкости, соответствующие условиям эксплуатации.

8.18 С целью исключения возможности выпадения в пневмоприводах конденсата в зимнее время газ осушают до точки росы при отрицательной расчетной температуре трубопровода.

8.19 Для трубопроводов с номинальным давлением свыше 35 МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>) применение литой арматуры не допускается.



Арматуру с уплотнением фланцев "выступ-впадина" в случае применения специальных прокладок допускается применять при номинальном давлении до 35 МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>).

8.20 Для обеспечения безопасной работы в системах автоматического регулирования при выборе регулирующей арматуры должны быть соблюдены условия:

- потери давления (перепад давления) на регулирующей арматуре при максимальном расходе рабочей среды должны быть не менее 40 % потерь давления во всей системе;
- при течении жидкости перепад давления на регулирующей арматуре во всем диапазоне регулирования не должен превышать величины кавитационного перепада.

8.21 На корпусе арматуры на видном месте изготовитель наносит маркировку в следующем объеме:

- наименование или товарный знак изготовителя;
- заводской номер;
- год изготовления;
- номинальное (рабочее) давление  $PN$  ( $P_p$ );
- номинальный диаметр  $DN$ ;
- температура рабочей среды (при маркировке рабочего давления  $P_p$  – обязательно);
- стрелка-указатель направления потока среды (при односторонней подаче среды);
- обозначение изделия;
- марка стали и номер плавки (для корпусов, выполненных из отливок);
- дополнительные знаки маркировки в соответствии с требованиями заказчиков, национальных стандартов.

8.22 В комплект поставки трубопроводной арматуры должна входить эксплуатационная документация в объеме:

- паспорт (ПС);
- руководство по эксплуатации (РЭ);
- эксплуатационная документация на комплектующие изделия (приводы, исполнительные механизмы, позиционеры, конечные выключатели и др.).

Форма паспорта приведена в приложении Н (справочное).

В руководстве по эксплуатации должны быть приведены:

- описание конструкции и принцип действия арматуры;

- порядок сборки и разборки;
- повторение и пояснение информации, включенной в маркировку арматуры;
- перечень материалов основных деталей арматуры;
- информация о видах опасных воздействий, если арматура может представлять опасность для жизни и здоровья людей или окружающей среды, и мерах по их предупреждению и предотвращению;
- показатели надежности и (или) показатели безопасности;
- объем входного контроля арматуры перед монтажом;
- методика проведения контрольных испытаний (проверок) арматуры и ее основных узлов, порядок технического обслуживания, ремонта и диагностирования.

8.23 Перед монтажом арматуру необходимо подвергнуть входному контролю и испытаниям в объеме, предусмотренном руководством по эксплуатации. Монтаж арматуры следует проводить с учетом требований безопасности в соответствии с руководством по эксплуатации.

8.24 Безопасность арматуры при эксплуатации обеспечивается выполнением следующих требований:

- арматуру и приводные устройства необходимо применять в соответствии с их показателями назначения в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации;
- арматуру следует эксплуатировать в соответствии с руководством по эксплуатации (включая проектные нештатные ситуации) и технологическими регламентами;
- запорная арматура должна быть полностью открыта или закрыта. Использовать запорную арматуру в качестве регулирующей не допускается;
- арматуру необходимо применять в соответствии с ее функциональным назначением;
- производственный контроль промышленной безопасности арматуры должен предусматривать систему мер по устранению возможных предельных состояний и предупреждению критических отказов арматуры.

8.25 Не допускается:

- эксплуатировать арматуру при отсутствии маркировки и эксплуатационной документации;
- проводить работы по устранению дефектов корпусных деталей и подтяжку резьбовых соединений, находящихся под давлением;

- использовать арматуру в качестве опоры для трубопровода;
- применять для управления арматурой рычаги, удлиняющие плечо рукоятки или маховика, не предусмотренные инструкцией по эксплуатации;
- применять удлинители к ключам для крепежных деталей.

## **9 Основы расчета технологических трубопроводов на прочность и вибрацию**

9.1 Сопротивление материала трубопровода разрушению определяется по критериям максимального касательного напряжения (третья теория прочности) или предельной величине накопленной энергии формоизменения (четвертая теория прочности).

9.2 В качестве основной нагрузки, по которой определяется толщина стенки, принимается давление рабочей среды (внутреннее или наружное), величина которого указана в технологическом регламенте. Дополнительные внешние нагрузки (осевые усилия, изгибающие или крутящие моменты), действующие постоянно, длительное время или кратковременно, регламентируются соответствующими предельными значениями. Эти предельные значения устанавливаются исходя из некоторого снижения общего запаса прочности трубы или детали по сравнению с запасом, принятым при расчете по основной нагрузке – давлению среды.

9.3 Нагрузки от температурных напряжений учитываются в расчете трубопроводов, в которых регламентированы предельные значения дополнительных напряжений от компенсации температурных расширений. Для трубопроводов, работающих при высокой температуре, вызывающей ползучесть металла, используются формулы несущей способности, в которых предел текучести металла при одноосном растяжении заменен соответствующими характеристиками ползучести и длительной прочности.

Принимаются следующие запасы прочности:

- 1,5..... по пределу текучести и длительной прочности;
- 2,4..... по временному сопротивлению для углеродистой и низколегированной стали;
- 3,0..... по временному сопротивлению для аустенитной хромоникелевой стали.

Значения указанных характеристик прочности следует принимать по стандартам и техническим условиям для металла данной марки.

9.4 Основным критерием вибропрочности трубопровода является условие отстройки собственных частот колебаний трубопровода  $f_j$  от дискретных частот детерминированного возбуждения  $f_{ip}$ .

Условие отстройки собственных частот для первых трех форм колебаний трубопровода в каждой плоскости записывается в виде:

$$f_{ip} / f_j \leq 0,75 \text{ и } f_{ip} / f_j \geq 1,3 \quad (j = 1,2,3). \quad (2)$$

Для более высоких форм колебаний при наличии высокочастотных возбудителей вибрации условие отстройки имеет следующий вид:

$$f_{ip} / f_j \leq 0,9 \text{ и } f_{ip} / f_j \geq 1,1 \quad (j = 4,5,\dots). \quad (3)$$

В случае невозможности выполнения данных требований необходимо показать, что уровни вибраций элементов конструкции находятся в допустимых пределах.

9.4.1 Для типовых трубопроводов в качестве критерия вибропрочности могут быть использованы допустимые амплитуды перемещений в характерных сечениях трубопровода (см. приложение В).

9.5 Подробно вопросы расчета прочности, вибрации и сейсмических воздействий рассмотрены в стандарте на расчеты трубопроводов.

## **10 Требования к устройству трубопроводов**

### **10.1 Размещение трубопроводов**

10.1.1 Прокладка трубопроводов должна осуществляться по проекту в соответствии с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

10.1.2 Прокладка трубопроводов должна обеспечивать:

- возможность использования предусмотренных проектом на технологические трубопроводы подъемно-транспортных средств и непосредственного контроля над техническим состоянием трубопроводов и всего оборудования;
- разделение на технологические узлы и блоки с учетом производства монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации;
- возможность выполнения всех видов работ по контролю, термической обработке сварных швов, испытанию, диагностированию;
- изоляцию и защиту трубопроводов от коррозии, атмосферного и статического электричества;
- предотвращение образования ледяных и других пробок в трубопроводе;

- наименьшую протяженность трубопроводов;
- исключение провисания и образования застойных зон;
- возможность самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов и защиту от повреждений;
- возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

10.1.3 При выборе трассы трубопровода необходимо предусматривать возможность самокомпенсации температурных деформаций за счет поворотов трасс.

Трасса трубопроводов должна располагаться, как правило, со стороны, противоположной размещению тротуаров и пешеходных дорожек.

10.1.4 Трубопроводы необходимо проектировать, как правило, с уклонами, обеспечивающими их опорожнение при остановке.

Уклоны трубопроводов следует принимать не менее:

0,002..... для легкоподвижных жидких веществ;

0,002..... для газообразных веществ по ходу среды;

0,003..... для газообразных веществ против хода среды;

0,005..... для кислот и щелочей.

Для трубопроводов с высоковязкими и застывающими жидкостями величины уклонов принимаются исходя из конкретных их свойств и особенностей, 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.

10.1.5 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 прокладка 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.

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

10.1.7 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 канала предусматриваются выходы и люки.

10.1.8 В местах ввода (вывода) трубопроводов групп А, Б в цех (из цеха) по каналам или тоннелям следует предусматривать средства по предотвращению попадания вредных и горючих веществ из цеха в канал и обратно (установка диафрагм из негорючих материалов или устройство водо- и газонепроницаемых перемычек в каждом конкретном случае определяется проектом).

10.1.9 Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций (рисунок 10.1) 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 приложении Е указаны расстояния между осями смежных трубопроводов и от стенок каналов и стен зданий.

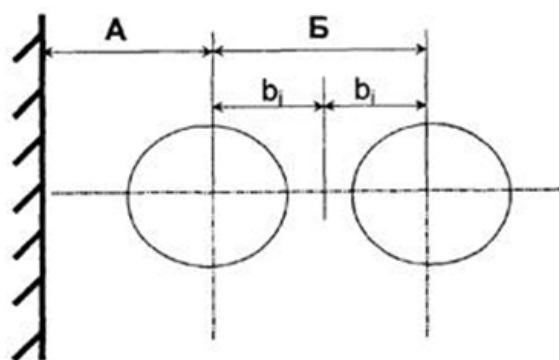


Рисунок 10.1

При наличии на трубопроводах арматуры для обогревающих спутников принятые по приложению Е расстояния А и Б (см. рисунок 10.1) следует проверять, исходя из условий необходимости обеспечения расстояния в свету не менее:

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

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  $b_i = b_1, b_2, \dots, b_8$ .

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.

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

10.1.11 При совместной прокладке трубопроводов и электрокабелей для определения расстояния между ними следует руководствоваться НД.

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

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

10.1.13 При проектировании трубопроводных трасс следует учитывать возможность реконструкции, для этого при определении размеров конструкций следует предусматривать резерв как по габаритам, так и по нагрузкам на эти конструкции. В каждом конкретном случае резерв определяется проектом.

10.1.14 Не допускается размещение арматуры, дренажных устройств, разъемных соединений в местах пересечения надземными трубопроводами автомо-

бильных и железных дорог, пешеходных переходов, над дверными проемами, под и над окнами и балконами. В случае необходимости применения разъемных соединений (например, для трубопроводов с внутренним защитным покрытием) должны предусматриваться защитные поддоны.

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 проёмов. При этом трубопроводы с легкими газами располагаются выше, а с тяжелыми - ниже оконных и дверных проёмов. Прокладка трубопроводов по стенам зданий со сплошным остеклением, а также по легкосбрасываемым конструкциям не допускается.

10.1.15 Внутрицеховые трубопроводы, транспортирующие вещества групп А, Б и газы группы В (с номинальным проходом до 100 мм) допускается прокладывать по наружной поверхности глухих стен вспомогательных помещений.

10.1.16 Прокладку 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, смешение которых при разгерметизации может привести к аварии, следует располагать на максимальном удалении друг друга.

При многоярусной прокладке трубопроводов их следует располагать с учетом следующего:

- трубопроводы кислот, щелочей и других агрессивных веществ на самых нижних ярусах;
- трубопроводы с веществами групп Б (а), Б (б) на верхнем ярусе и, по возможности, у края эстакады.

10.1.17 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.

10.1.18 При прокладке на эстакадах трубопроводов, требующих регулярного обслуживания (не менее одного раза в смену), а также на заводских эстакадах должны предусматриваться проходные мостики из несгораемых материалов шириной не менее 0,6 м и с перилами высотой не менее 1 м, а через каждые 200 м и в торцах эстакады при расстоянии менее 200 м вертикальные лестницы с шатровым ограждением или маршевые.



10.1.19 При прокладке трубопроводов на низких опорах расстояние от поверхности земли до низа трубы и теплоизоляции следует принимать в соответствии с требованиями стандартов и правил. Для перехода через трубопроводы должны быть оборудованы пешеходные 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 должно быть, как правило, не более 1,5 м.

10.1.20 При соответствующих обоснованиях, если позволяет несущая способность трубопровода, допускается крепление к ним других трубопроводов меньшего диаметра. Не допускается такой способ крепления к трубопроводам, содержащим:

- среды групп А, Б;
- технологические среды с температурой свыше 300 °С и ниже минус 40 °С или давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) независимо от температуры;
- вещества с температурой самовоспламенения в прикрепляемом трубопроводе ниже 0,8 температуры веществ в несущем трубопроводе.

10.1.21 При прокладке паропроводов совместно с другими трубопроводами следует дополнительно руководствоваться правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

10.1.22 Трубопроводы, проходящие через стены или перекрытия зданий, следует заключать в специальные гильзы или футляры. Сварные и разъемные соединения трубопроводов внутри футляров 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 перемещение трубопровода вдоль его продольной оси.

Гильзы не являются опорой трубопровода.

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

10.1.24 Трубопроводы для выброса газовых технологических сред (факельные трубопроводы) должны отвечать требованиям правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.

10.1.25 Всасывающие и нагнетательные коллекторы компрессоров со средами групп А и Б следует располагать, как правило, вне машинных залов. Отключающая (запорная) от коллектора арматура на всасывающем трубопроводе со средами групп А и Б в каждой машине должна быть установлена у коллектора, вне здания, с целью ограничения количества вредных и взрывопожароопасных веществ, которые могут попасть в помещение при аварийных ситуациях. На нагнетательных линиях компрессоров, работающих на общий коллектор, предусматривается установка обратных клапанов между компрессором и запорной арматурой.

10.1.26 Прокладка трубопроводов в каналах допускается только при соответствующем обосновании (с учетом пунктов 10.1.5; 10.1.7).

10.1.27 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.

10.1.28 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.

10.1.29 Свободная высота эстакад для трубопроводов над проездами и проходами должна быть не менее:

5,55 м.....для железнодорожных путей (над головкой рельса);

5 м.....(4,5 при соответствующем обосновании) для автомобильных дорог;

2,2 м.....для пешеходных дорог.

10.1.30 При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автодорог расстояние по горизонтали от грани ближайшей опоры эстакады должно быть не менее:

2,45 м.....до оси железнодорожного пути нормальной колеи;

1,0 м.....до бордюра автодороги.

10.1.31 Пересечение эстакад с воздушными линиями электропередач выполняется в соответствии с правилами устройства электроустановок.

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

Расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов до нижней части вагонеток (с учетом провисания троса) подвесной дороги должно быть не менее 3 м.

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

10.1.32 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 номинальных диаметрах трубопроводов:

- до 300 мм - не менее 0,4 м;
- более 300 мм - не менее 0,5 м.

10.1.33 Подземные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии специальной усиленной противокоррозионной защитой (изоляция).

10.1.34 Глубина заложения подземных трубопроводов должна быть не менее 0,6 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 0,1 м ниже глубины промерзания грунта с уклоном к конденсатосборникам, другим емкостям или аппаратам.

10.1.35 По возможности следует избегать пересечения и сближения до расстояния менее 11 м трубопроводов с рельсовыми путями электрифицированных дорог и другими источниками блуждающих токов.

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

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

10.1.36 Над эстакадами внутрицеховых трубопроводов, в местах отсутствия фланцевых и других соединений, разрешается установка воздушных холодильников.

10.1.37 Не допускается использовать арматуру в качестве опоры трубопровода.

## **10.2 Устройства для дренажа и продувки трубопроводов**

10.2.1 Все 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.

10.2.2 Опорожнение трубопроводов в основном 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.

10.2.3 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, сепараторы и другие устройства с отводом жидкости в закрытые системы и сборники.

10.2.4 Непрерывный отвод дренируемой жидкости из трубопровода предусматривается из специального штуцера-кармана, ввариваемого в дренируемый трубопровод.

Диаметр штуцера-кармана в зависимости от диаметра дренируемого трубопровода следует принимать по таблице 10.1.

Таблица 10.1

Номинальный диаметр трубопровода, <i>DN</i>	От 100 до 125	От 150 до 175	От 200 до 250	От 300 до 350	От 400 до 450	От 500 до 600	От 700 до 800	От 900 до 1200
Номинальный диаметр штуцера-кармана, <i>DN</i>	50	80	100	150	200	250	300	350

На трубопроводах номинальным диаметром менее 100 мм штуцера-карманы не предусматриваются.

Диаметр отводящей трубы, присоединяемой к штуцеру-карману, определяется гидравлическим расчетом.

10.2.5 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 проектируются стационарными.

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

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

10.2.6 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 запорным клапаном (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 10.2.

Таблица 10.2

Номинальный диаметр трубопровода, <i>DN</i>	До 70	От 80 до 125	От 150 до 170	От 200 до 250	От 300 до 400	От 450 до 600	От 700 до 800	От 900 до 1200
Номинальный диаметр штуцера и арматуры, <i>DN</i>	25	32	40	50	80	100	125	150

10.2.7 Для опорожнения трубопроводов от воды после гидравлического испытания в первую очередь используются устройства для технологического дренажа трубопроводов. При отсутствии технологического дренажа предусматриваются штуцеры, ввариваемые непосредственно в дренируемый трубопровод.

Диаметры дренажных штуцеров следует принимать не менее указанных в таблице 10.3.

Таблица 10.3

Номинальный диаметр трубопровода, <i>DN</i>	От 25 до 80	От 100 до 150	От 175 до 300	От 350 до 450	От 500 до 700	От 800 до 1200
Номинальный диаметр штуцера, <i>DN</i>	15	20	25	32	40	50

10.2.8 Для трубопроводов, предназначенных для транспортирования сжиженных газов, пожаровзрывоопасных продуктов и веществ 1 и 2 классов опасности, должны быть предусмотрены в начальных и конечных точках 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.

10.2.9 Применение гибких шлангов для удаления сжиженных газов из стационарного оборудования не допускается.

Для заполнения и опорожнения нестационарного оборудования (слив и налив железнодорожных цистерн, контейнеров, бочек и баллонов) допускается применение гибких шлангов.

10.2.10 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 ос-

тальных трубопроводов допускается осуществлять через продувочные свечи в атмосферу.

10.2.11 Схема продувки трубопровода и расположение продувочных свечей определяются при проектировании в каждом конкретном случае с соблюдением требований нормативно-технической документации.

10.2.12 Продувочные свечи должны иметь устройства для отбора проб с арматурой, а продувочные свечи для горючих и взрывоопасных продуктов также огнепреградители.

10.2.13 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.

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

### **10.3 Размещение арматуры**

10.3.1 На вводах (и выводах) трубопроводов в цеха, технологические узлы и установки должна устанавливаться запорная арматура.

10.3.2 Необходимость применения арматуры с дистанционным или ручным управлением определяется условиями технологического процесса и обеспечением безопасности работы.

10.3.3 На вводах трубопроводов для горючих газов, (в том числе сжиженных), легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (ЛВЖ и ГЖ) номинальных диаметров  $DN$  400 и более должна устанавливаться запорная арматура с дистанционным управлением и ручным дублером.

10.3.4 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.

Дистанционное управление запорной арматурой следует располагать в пунктах управления, операторных и других безопасных местах с постоянным присутствием персонала.

Управление запорной арматурой с дистанционным управлением, предназначенной для аварийного сброса газа, следует осуществлять из операторной.

10.3.5 На внутрицеховых обвязочных трубопроводах установка и расположение запорной арматуры должны обеспечивать возможность надежного отклю-

чения каждого агрегата или технологического аппарата, а также всего трубопровода.

10.3.6 Для уменьшения усилий при открытии запорной арматуры с ручным приводом номинальных диаметров  $DN > 500$  и номинальных диаметров  $DN > 350$  на номинальные давления  $PN > 16$  (1,6 МПа) следует предусматривать обводные линии (байпасы) для выравнивания давлений во входном и выходном патрубках запорной арматуры.

Таблица 10.4 – Номинальный диаметр обводных линий

Номинальный диаметр $DN$ запорной арматуры	От 350 до 600	От 700 до 800	1000	1200	1400
Номинальный диаметр $DN$ байпаса	50	80	100	125	150

10.3.7 Регулирующие клапаны, обеспечивающие параметры непрерывного технологического процесса, следует снабжать байпасной линией с соответствующей запорной арматурой.

10.3.8 При расположении арматуры на трубопроводе следует руководствоваться указаниями технических условий и эксплуатационной документации.

10.3.9 В местах установки арматуры массой более 50 кг должны быть предусмотрены переносные или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа.

10.3.10 На нагнетательных линиях компрессоров и центробежных насосов предусматривается установка обратной арматуры.

Обратная арматура устанавливается между нагнетателем и запорной арматурой. На центробежных насосах, работающих в системе практически без избыточного давления, допускается обратную арматуру не ставить.

10.3.11 На трубопроводах, подающих вещества групп А и Б в емкости (сосуды), работающие под избыточным давлением, должны устанавливаться обратные клапаны, если нет другого устройства, предотвращающего перемещение транспортируемых веществ обратным ходом.

Последовательность установки обратного клапана и запорной арматуры и количество арматуры должны обеспечивать возможность внеочередных ревизий обратных клапанов без остановки технологического процесса.

10.3.12 Для надежного отключения от коллектора агрегатов (технологических аппаратов) с рабочим давлением  $P_p$  4,0 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>) и выше, на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А, Б (а), Б (б), следует устанавли-



вать две единицы запорной арматуры с дренажным устройством между ними номинальным диаметром  $DN 25$ . На дренажной арматуре устанавливаются заглушки.

Дренажная арматура трубопроводов группы А и жидких сероводородсодержащих сред должна соединяться с закрытой системой.

На трубопроводах, транспортирующих вещества указанных групп с рабочим давлением менее  $P_p 4$  МПа ( $40$  кгс/см<sup>2</sup>), а также групп Б (в) вне зависимости от давления устанавливается одна единица запорной арматуры и дренажная арматура с заглушкой.

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

10.3.14 На вводе трубопровода в производственные цехи, технологические узлы и установки, если максимально возможное рабочее давление технологической среды в трубопроводе превышает расчетное давление технологического оборудования, в которое она направляется, необходимо предусматривать редуцирующее устройство (автоматическое для непрерывных процессов или ручное для периодических) с манометром и предохранительной арматурой на стороне низкого давления.

#### **10.4 Опоры и подвески трубопроводов**

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

При отсутствии необходимых по нагрузкам и другим параметрам стандартных опор и подвесок должна быть разработана их конструкция.

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

10.4.2 Опоры и подвески рассчитываются на вертикальные нагрузки от массы трубопровода с транспортируемой средой (или водой при гидроиспытании), изоляции, футеровки, льда (если возможно обледенение), а также нагрузки, возникающие при термическом расширении трубопровода.

10.4.3 Опоры и подвески располагаются на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов.

10.4.4 Для трубопроводов, транспортирующих вещества с отрицательной температурой, при необходимости исключения потерь холода следует применять опоры с теплоизолирующими прокладками.

10.4.5 При выборе материалов для опорных конструкций, подвесок, размещаемых вне помещений и в неотапливаемых помещениях, за расчетную температуру принимается средняя температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 по СНиП 23–01 [17].

Материал элементов опор и подвесок, привариваемых к трубопроводу, должен соответствовать материалу трубопровода.

10.4.6 Для обеспечения проектного уклона трубопровода разрешается установка под подушки опор металлических подкладок, привариваемых к строительным конструкциям.

10.4.7 Для трубопроводов, подверженных вибрации, следует применять опоры с хомутом и располагать их на строительных конструкциях. Подвески для таких трубопроводов допускается предусматривать в качестве дополнительного способа крепления.

10.4.8 При выборе опор следует отдавать предпочтение "открытой" конструкции опоры для обеспечения возможности доступа при проведении толщинометрии.

10.4.9 Опоры под трубопроводы должны устанавливаться с соблюдением следующих требований:

- а) они должны плотно прилегать к строительным конструкциям;
- б) уклон трубопровода проверяется приборами или специальными приспособлениями (нивелиром, гидростатическим уровнем и др.);
- в) подвижные опоры и их детали (верхние части опор, ролики, шарики) должны устанавливаться с учетом теплового удлинения каждого участка трубопровода, для чего опоры и их детали необходимо смещать по оси опорной поверхности в сторону, противоположную удлинению;
- г) тяги подвесок трубопроводов, не имеющих тепловых удлинений, должны быть установлены отвесно; тяги подвесок трубопроводов, имеющих тепловые удлинения, должны устанавливаться с наклоном в сторону, обратную удлинению;
- д) пружины опор и подвесок должны быть затянуты в соответствии с указаниями в проекте; на время монтажа и гидравлического испытания трубопроводов пружины разгружаются распорными приспособлениями;

е) опоры, устанавливаемые на дне лотков и каналов, не должны препятствовать свободному стоку воды по дну лотка или канала.

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

Катковые и шариковые опоры не допускается применять при прокладке трубопроводов в каналах.

10.4.11 Подвижные и неподвижные опоры трубопроводов с сероводородсодержащими средами должны применяться, как правило, хомутовые. Применение приварных к трубопроводу деталей опор без последующей термообработки мест приварки к трубопроводу не допускается.

### **10.5 Дополнительные требования к устройству трубопроводов при комплектно-блочном методе монтажа**

Проектирование и изготовление трубопроводов, входящих в состав поставочных блоков, должны соответствовать требованиям настоящего стандарта и техническим условиям на проектирование и изготовление трубопроводных блоков.

### **10.6 Компенсация температурных деформаций трубопроводов**

10.6.1 Температурные расширения следует компенсировать за счет поворотов и изгибов трассы трубопроводов. При невозможности ограничиться самокомпенсацией на трубопроводах устанавливаются компенсаторы и компенсирующие устройства.

В тех случаях, когда проектом предусматривается продувка паром или горячей водой, компенсирующая способность трубопроводов должна быть рассчитана на эти условия.

10.6.2 Не допускается применять сальниковые компенсаторы на технологических трубопроводах со средами групп А и Б, для группы среды В допускается применять в технически обоснованных случаях.

Не допускается установка линзовых компенсаторов на трубопроводах с высокой коррозионной активностью.

10.6.3 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.

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

Применение сварных отводов для изготовления П-образных компенсаторов допускается в соответствии с указаниями пункта 6.4.5.

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

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

10.6.7 П-образные компенсаторы перед монтажом должны быть установлены на трубопроводах вместе с распорными приспособлениями, которые удаляют после закрепления трубопроводов на неподвижных опорах.

10.6.8 В условиях стесненной компоновки эффективным способом компенсации температурных расширений является использование компенсаторов и компенсирующих устройств на базе гибкого элемента сильфона. Их применение позволяет воспринимать значительные линейные (вдоль оси трубы), угловые и боковые перемещения трубопроводов.

При этом необходимо строго соблюдать рекомендации предприятий – изготовителей по их установке на трубопроводе: разбивке на отдельные компенсируемые участки, размещению неподвижных и направляющих опор. При отклонении от этих правил нормальная работа компенсаторов и устройств не гарантируется.

10.6.9 При установке линзовых компенсаторов на горизонтальных газопроводах с конденсирующимися газами для каждой линзы должен быть предусмотрен дренаж конденсата. Патрубок для дренажной трубы изготавливают из бесшовной трубы. При установке линзовых компенсаторов с внутренним стаканом на горизонтальных трубопроводах с каждой стороны компенсатора должны быть предусмотрены направляющие опоры.

10.6.10 При монтаже трубопроводов компенсирующие устройства должны быть предварительно растянуты или сжаты. Величина предварительной растяжки (сжатия) компенсирующего устройства указывается в проектной документации и в паспорте на трубопровод. Величина растяжки может изменяться на величину поправки, учитывающей температуру при монтаже.

10.6.11 Качество компенсаторов, подлежащих установке на технологических трубопроводах, должно подтверждаться паспортами или сертификатами.

10.6.12 При установке компенсатора в паспорт трубопровода вносят следующие данные:

- техническую характеристику, завод-изготовитель и год изготовления компенсатора;
- расстояние между неподвижными опорами, необходимую компенсацию, величину предварительного растяжения (сжатия);
- температуру окружающего воздуха при монтаже компенсатора и дату.

### **10.7 Требования к снижению вибрации трубопроводов**

10.7.1 Вибрация трубопроводов нормируется по амплитуде виброперемещений в зависимости от частоты вибрации.

Различаются следующие уровни вибрации:

- 1) расчётный при проектировании;
- 2) допускаемый при эксплуатации;
- 3) требующий исправления, реконструкции системы;
- 4) уровень появления аварийных ситуаций.

Соответственно в диапазонах: 1 и 2 – удовлетворительное состояние трубопроводов, 2 и 3 – допускаемое значение, необходим контроль вибрации; 3 и 4 – необходим повышенный контроль, необходимо исправление, реконструкция; выше 4 – экстренное исправление.

В таблицах В.2 - В.10 приложения В даны дискретные значения допускаемых значений амплитуд виброперемещений трубопроводов для фиксированных частот при обследовании и мониторинге компрессоров, насосов, фундаментов, подшипников и т.п.

При мониторинге вибросостояния трубопроводов необходимо иметь также информацию об уровнях вибрации компрессора, насоса, фундаментов и т.д. Нормативные значения допускаемых уровней вибрации следует принимать согласно нормативным документам.

При совпадении частоты пульсаций потока  $f$  с собственной частотой колебаний трубопровода  $f_0$  возникает условие резонанса. Это приводит к росту амплитуды.

Резонансная зона имеет определённую ширину, при которой амплитуда может сохранять значительную величину. Условия отстройки см. раздел 9, формулы (2) и (3).

Причиной повышенного уровня вибраций трубопровода может являться совпадение собственных частот колебаний самого трубопровода с частотами возмущающих гармоник пульсаций потока.

Необходимо в первую очередь устранить резонансные колебания пульсирующего потока и отстроить от возможного совпадения резонансов потока и механической системы.

Интенсивность колебаний давления принято характеризовать степенью неравномерности давления [23]

$$\delta = (p_{max} - p_{min})/p_{cp} = 2\Delta p_{max}/p_{cp}, \quad (5)$$

где  $p_{max}$ ,  $p_{min}$ ,  $p_{cp}$  – максимальное, минимальное и среднее давления;

$\Delta p_{max}$  – максимальная амплитуда давления газа.

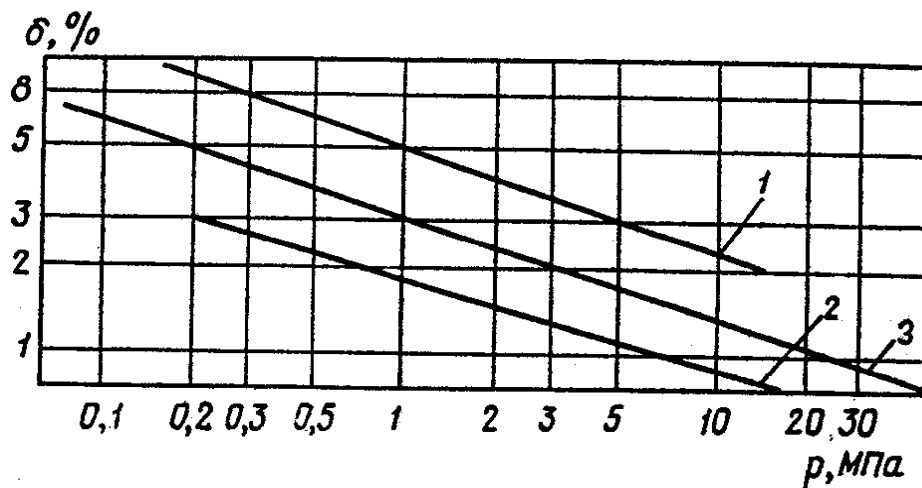


Рисунок 10.2 – Зависимость допускаемой степени неравномерности давления в газопроводах

Допускаемые степени неравномерности давления даны на рисунке 10.2. Прямые 1 и 2 определяют границы области  $\delta$  для межступенчатых трубопроводов компрессоров. Большие значения  $\delta$  допускаются для всасывающих трубопроводов, легких газов и компрессоров малой производительности. Прямой 3 соответствует допустимая степень неравномерности давления

$$\delta = 3p^{-0,34}. \quad (6)$$

Для разветвленных трубопроводов принимаются следующие значения  $\delta$ :

1 % .....для трубопроводов на низких бетонных опорах;

0,7 % .....на кронштейнах, укрепленных в стенах зданий при давлении до 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>);

0,5 %..... на кронштейнах, укрепленных в стенах зданий при давлении свыше 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>);

0,3 %..... для трубопроводов контрольно-измерительных приборов.

Пульсационные составляющие при движении двухфазных потоков оценивают по соотношениям [23].

10.7.2 Способы отстройки системы от резонансных колебаний газа.

10.7.2.1 Изменение длин и диаметров участков трубопроводной системы, если это допускается компоновкой системы.

10.7.2.2 Изменение температуры и давления нагнетания компрессора, если это возможно по технологии.

10.7.2.3 Установка диафрагм рассеивает энергию колебаний газа и изменяет амплитудно-частотный спектр газа в трубопроводной системе. Ориентировочно диаметр расточки диафрагм должен быть равен  $\approx 0,5$  внутреннего диаметра трубы.

10.7.2.4 Установка буферных ёмкостей уменьшает амплитуды пульсации давления за счёт рассеивания энергии колебания газа и изменяет спектр собственных частот колебаний. Буферную ёмкость предпочтительно устанавливать непосредственно у источника возбуждения колебаний (у цилиндра компрессора). На несколько цилиндров одной ступени целесообразно устанавливать общую ёмкость.

Роль буферных ёмкостей могут выполнять технологические аппараты (маслоулагодотделители, сепараторы, теплообменники и др.).

10.7.2.5 Установка диафрагм на входе в ёмкость или выходе из ёмкости. При этом размеры ёмкости могут быть уменьшены примерно на 30 % по сравнению с ёмкостью без диафрагмы.

10.7.2.6 Установка акустического фильтра в тех случаях, когда возникает необходимость в значительном снижении колебаний. Акустический фильтр характеризуется четким дискретным спектром полос пропускания и гашения частот колебаний газа.

10.7.3 Спектр собственных частот механической системы зависит от инерционно-жёсткостных характеристик и условий закрепления. Такими параметрами являются:

- количество участков, расположенных между опорами, их конфигурация;
- наличие сосредоточенных масс и их величина;
- условия опирания;
- упругие опоры и их характеристики жёсткости;

- инерционно-жесткостные параметры участков.

10.7.3.1 Сосредоточенные массы увеличивают инерционные характеристики и снижают значения собственных частот. Понижение значения собственной частоты способом включения дополнительной массы может быть эффективным при величине массы, соизмеримой с массой участка. Однако сосредоточенные массы увеличивают жесткость системы.

Точный ответ о влиянии масс в каждом конкретном случае может быть получен только расчётом всей системы в целом.

10.7.3.2 Собственные частоты трубопровода зависят от условий закрепления его концевых и промежуточных участков.

При ограниченных возможностях варьирования длины пролёта отстройка системы от резонанса производится выбором типа опор и подбором их жесткости. Изменение расположения сосредоточенных масс задаётся расчётчиком. При их отсутствии специально вводить сосредоточенные дополнительные массы для изменения спектра частот следует только при невозможности применения других способов отстройки от резонанса.

10.7.3.3 Изменение геометрии системы. Необходимо изменить геометрию системы, максимально спрямив трассу, по возможности избегая лишних поворотов. При этом способе необходимо проведение поверочных расчётов трубопровода на прочность и жесткость.

10.7.3.4 Изменение инерционно-жесткостных параметров трубопровода варьируется диаметром трубопровода.

10.7.3.5 Корректировка трубопроводной системы для устранения механического резонанса проводится по каждому механизму возбуждения колебаний не менее чем по пяти гармоникам и количеству собственных частот колебаний системы, задаваемому расчётчиком.

10.7.4 Для анализа реальных значений пульсации давления в трубопроводных системах устанавливают датчики пульсации. Требования к посадочным местам для датчиков пульсации давления на трубопроводах поршневых компрессоров принимаются в соответствии с нормативными документами.

## **10.8 Тепловая изоляция, обогрев**

10.8.1 Необходимость применения тепловой изоляции должна определяться в каждом конкретном случае, в зависимости от свойств транспортируемых веществ, места и способа прокладки трубопровода, требований технологического процесса и требований безопасности труда и взрывопожаробезопасности.



10.8.2 Тепловой изоляции трубопроводы подлежат в следующих случаях:

- при необходимости обеспечения требований технологического процесса (ограничение тепло- или холодопотерь, в том числе при остановке перекачки или отсутствии течения продукта, для сохранения или ограничения изменения температуры, предотвращения конденсации или вскипания продукта, образования ледяных, гидратных или иных пробок, нежелательного повышения вязкости продукта, и т.п.);
- для недопущения конденсации влаги на внутренней поверхности трубопровода, транспортирующего газообразный продукт, компоненты которого при растворении в конденсате могут привести к образованию агрессивных продуктов (ограничение температуры на внутренней поверхности трубы);
- по требованиям техники безопасности (ограничение температуры на поверхности теплоизолирующей конструкции в зависимости от местоположения трубопровода и свойств транспортируемого продукта, в соответствии с требованиями действующих нормативных документов);
- при необходимости избежать неэкономичность потерь тепла или холода (ограничение плотности теплового потока);
- для недопущения конденсации влаги из окружающего воздуха в помещениях, а в необходимых случаях и на открытом воздухе, на трубопроводах с отрицательной температурой продукта (ограничение температуры на поверхности теплоизоляционной конструкции);
- при необходимости обеспечения нормальных температурных условий в помещении (ограничение общего теплового потока).

Тепловая изоляция одновременно может также выполнять функции огнезащиты и защиты от шума.

Для низкотемпературных (криогенных) трубопроводов может применяться вакуумная (экранно-вакуумная) тепловая изоляция.

В обоснованных случаях теплоизоляция трубопроводов может заменяться ограждающими конструкциями.

10.8.3 Тепловая изоляция трубопроводов должна соответствовать требованиям действующих нормативных документов. Расчет толщины тепловой изоляции выполняется по методикам, изложенным в НД.

Работы по тепловой изоляции должны выполняться в соответствии с действующими нормативными документами по правилам производства работ и с учетом требований фирмы-производителя тепловой изоляции.

10.8.4 В теплоизоляционных конструкциях трубопровода, как правило, предусматриваются следующие элементы:

- основной теплоизолирующий слой;
- армирующие и крепежные детали;
- защитно-покровный слой (защитное покрытие).

При отрицательных рабочих температурах среды проектом тепловой изоляции должны предусматриваться тщательное уплотнение всех мест соединений отдельных элементов и герметизация швов при установке сборных теплоизоляционных конструкций.

10.8.5 Для арматуры с разъемным способом присоединения, фланцевых соединений, компенсаторов, а также в местах измерения и проверки состояния трубопроводов должны предусматриваться съемные теплоизоляционные конструкции или иные возможности быстрого доступа к поверхности изолируемого объекта.

10.8.6 Опоры, фланцы, арматура и фитинги теплоизолированных трубопроводов должны иметь достаточную теплоизоляцию, сводящую к минимуму тепловые потери от этих элементов.

10.8.7 Соответствие материалов, теплоизоляционного и покровного слоев в составе теплоизоляционной конструкции требованиям к качеству продукции, санитарно-гигиеническим требованиям и требованиям пожарной безопасности должно быть подтверждено соответствующими сертификатами или результатами испытаний.

10.8.8 Для трубопроводов, транспортирующих сильные окислители, не допускается применять тепловую изоляцию, содержащую органические вещества.

10.8.9 Для трубопроводов, подверженных ударным нагрузкам и вибрации, не следует применять порошкообразные теплоизоляционные материалы, минеральную вату и вату из непрерывного стеклянного волокна. Следует применять теплоизоляционные изделия на основе базальтового супертонкого или асбестового волокна или иные материалы, вибростойкость которых в условиях эксплуатации подтверждена результатами испытаний.

10.8.10 В случае необходимости поддержания требуемой технологической температуры по всей длине протяженного трубопровода, либо недопущения падения (либо роста) температуры ниже (выше) допустимой на отдельных участках трубопровода при остановке перекачки или отсутствии течения продукта, трубопровод или его отдельные участки наряду с тепловой изоляцией должны быть снабжены системой обогрева (охлаждения). Система обогрева (охлаждения) со-

вместно с тепловой изоляцией может использоваться также и в других случаях, перечисленных в пункте 10.8.2.

10.8.11 Система обогрева (охлаждения) может быть выполнена:

- в виде трубчатых спутников, по которым прокачивается теплоноситель;
- в виде резистивных распределенных электронагревателей (система электрообогрева).

В необходимых случаях может использоваться конструкция с обогревающей рубашкой.

Необходимость системы обогрева (охлаждения), удельная мощность, коэффициент запаса и конструктивное исполнение определяются проектом на основании технических требований заказчика, с учетом технологического процесса функционирования трубопровода и условий окружающей среды.

В случае использования системы обогрева (охлаждения) тепловая изоляция должна закрывать как сам трубопровод, так и нагревательные (охлаждающие) элементы системы обогрева (охлаждения).

10.8.12 Необходимость обогревающих (либо охлаждающих) спутников, выбор и параметры теплоносителя, диаметры спутников и толщина теплоизоляции определяются проектом на основании расчетов по методикам, изложенным в соответствующих нормативно-методических документахНД.

При расчете толщины теплоизоляции трубопровода с обогревающими спутниками по требованиям техники безопасности должно учитываться возможное повышение температуры на поверхности теплоизоляционной конструкции в зоне примыкания теплоизоляции к обогреваемому спутнику.

10.8.13 Крепление трубопроводов обогрева к технологическому трубопроводу должно обеспечивать свободную компенсацию тепловых удлинений трубопроводов.

10.8.14 Системы резистивного распределенного обогрева (электрообогрев) обеспечивают наибольшую точность поддержания заданной температуры, оптимальный расход энергии и получение необходимого объема информации как о системе обогрева, так и о работе обогреваемого трубопровода.

Расчеты и проектирование систем резистивного обогрева должны выполняться в соответствии с действующими нормативными документами, в том числе в области взрывопожаробезопасности. Методики расчета систем резистивного обогрева изложены в соответствующих нормативно-методических документах, например [10].

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

Обогревающие или охлаждающие спутники также должны быть испытаны до нанесения тепловой изоляции.

Системы распределенного резистивного электрообогрева должны быть подвергнуты необходимым электрическим испытаниям как перед монтажом тепловой изоляции, так и после монтажа.

При монтаже спутников особое внимание должно быть обращено на отсутствие гидравлических "мешков" и правильное осуществление дренажа во всех низших точках.

### **10.9 Защита от коррозии и окраска трубопроводов**

10.9.1 При транспортировке агрессивных веществ 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.

10.9.2 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, свойств и параметров транспортируемых веществ.

10.9.3 В зависимости от степени агрессивности воздействия окружающей среды защиту от коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов следует осуществлять с использованием металлических и неметаллических защитных покрытий в соответствии с требованиями строительных норм и правил.

10.9.4 Для защиты трубопроводов от подземной коррозии в проекте предусматриваются решения по обеспечению их надежной эксплуатации.

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

10.9.6 Проектирование системы электрохимической защиты (катодной, протекторной, дренажной) необходимо производить в соответствии с требованиями НД.

10.9.7 При бесканальной прокладке подземных трубопроводов проектирование средств защиты от почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, следует осуществлять для трубопроводов без тепловой изоляции.

10.9.8 Трубопроводы, транспортирующие вещества с температурой ниже плюс 20 °С и подлежащие тепловой изоляции, следует защищать от коррозии как трубопроводы без тепловой изоляции.

10.9.9 При электрохимической защите трубопроводов следует предусматривать изолирующие фланцевые соединения (ИФС). Размещение ИФС - согласно строительным нормам и правилам.

10.9.10 Для измерения электропотенциалов допускается использовать отключающие устройства, конденсатосборники и другое оборудование и сооружения.

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

10.9.12 Опознавательную окраску трубопроводов следует выполнять в соответствии со стандартами и НД.

## **11 Требования к монтажу трубопроводов**

### **11.1 Общие требования к монтажу трубопроводов**

11.1.1 Монтаж трубопроводов следует производить в соответствии с настоящими требованиями, планом производства работ (ППР) и проектом.

Монтаж трубопроводов взрывопожароопасных производств с блоками I категории взрывоопасности следует, как правило, осуществлять на основе узлового или монтажно-блочного метода.

11.1.2 Не допускается отступление от проекта и ППР без проведения согласования в установленном порядке.

11.1.3 При монтаже трубопроводов следует осуществлять входной контроль качества материалов, деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам, техническим условиям и другой технической документации, а также операционный контроль качества выполненных работ. Результаты входного контроля оформляются актом с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий.

11.1.4 Отклонение линейных размеров сборочных единиц трубопроводов не должно превышать  $\pm 3$  мм на 1 м, но не более  $\pm 10$  мм на всю длину, если нет других указаний в проектной документации.

11.1.5 Изделия и материалы, на которые истекли расчетные сроки хранения (консервации), указанные в документации, могут быть переданы в монтаж только после проведения ревизии, устранения дефектов, испытания и других работ, обеспечивающих их качество и безопасность применения.

11.1.6 Условия хранения изделий и материалов для монтажа трубопроводов должны соответствовать требованиям технической документации.

11.1.7 Если труба в процессе монтажа разрезается на несколько частей, то на все вновь образовавшиеся части наносится клеймение, соответствующее клеймению первоначальной трубы.

## **11.2 Монтаж трубопроводов**

11.2.1 При приемке в монтаж сборочных единиц, труб, элементов и других изделий, входящих в трубопровод, необходимо визуальным осмотром (без разборки) проверить соответствие их требованиям документации и комплектности.

11.2.2 Не допускается монтаж сборочных единиц, труб, деталей, других изделий, загрязненных, поврежденных коррозией, деформированных, с поврежденными защитными покрытиями.

11.2.3 Специальные виды очистки внутренних поверхностей трубопроводов (обезжиривание, травление), если нет других указаний в документации, могут выполняться после монтажа в период пусконаладочных работ.

11.2.4 Трубопроводы допускается присоединять только к закрепленному в проектном положении оборудованию. Соединять трубопроводы с оборудованием следует без перекоса и дополнительного натяжения. Неподвижные опоры прикрепляют к опорным конструкциям после соединения трубопроводов с оборудованием.

11.2.5 При сборке трубопроводов под сварку не допускается нагрузка на сварной стык до его полного остывания после сварки и термообработки (при необходимости).

11.2.6 Расстояние от поперечного сварного соединения до края опоры или подвески должно обеспечить при необходимости возможность его термообработки и контроля.

11.2.7 Вварка штуцеров, бобышек, муфт и других деталей в местах расположения сварных швов, в гнутые и штампованные детали трубопроводов не допускается.

В обоснованных случаях в гнутые и штампованные детали трубопроводов допускается вварка одного штуцера внутренним диаметром не более 25 мм.

11.3 Перед установкой сборочных единиц трубопроводов в проектное положение гайки на болтах (шпильках) фланцевых соединений должны быть затянуты, сварные стыки заварены (при необходимости термообработаны) и проконтролированы в соответствии с требованиями документации.

11.4 Отклонение от перпендикулярности уплотнительной поверхности фланца к оси трубы или детали не должно превышать величин, приведенных в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Отклонение от перпендикулярности к оси уплотнительной поверхности фланца

Диаметр трубы (детали), мм	Отклонение, мм
25 - 60	0,15
60 - 160	0,25
160 - 400	0,35
400 - 750	0,5
Свыше 750	0,6

11.4.1 Несоосность уплотнительных поверхностей сопрягаемых фланцев не должна превышать удвоенного отклонения, указанного в таблице; при этом зазор должен быть одинаковым по всей окружности и соответствовать толщине прокладки.

11.4.2 При сборке фланцевых соединений следует выполнять требования пункта 6.2.9.

Не допускается выравнивание перекосов фланцевых соединений натяжением болтов (шпилек), а также применением клиновых прокладок.

11.4.3 Монтаж трубопровода разрешается только после установки и закрепления опорных конструкций и подвесок в соответствии с требованиями проекта. Сборочные единицы и узлы трубопроводов должны быть уложены не менее чем на две опоры (или закреплены на двух подвесках) с защитой их от опрокидывания или разворота.

11.4.4 Расстояние от фланца арматуры или фланца компенсатора до опоры, подвески, стены, перегородки или перекрытия должно быть достаточное для обслуживания фланцевого соединения.

11.4.5 В местах расположения измерительных диафрагм вместо них при монтаже допускается временно устанавливать монтажные кольца в соответствии с НД.

11.4.6 Арматура, имеющая механический или электрический привод, до передачи ее в монтаж должна проходить проверку работоспособности привода.

11.4.7 Положение корпуса арматуры в пространстве относительно направления потока среды и расположение осей штурвалов определяются проектом.

11.4.8 Трубопроводную арматуру следует монтировать в закрытом состоянии. Разъемные и сварные соединения арматуры должны быть выполнены без натяжения трубопровода. Во время сварки приварной арматуры ее затвор необходимо полностью открыть, чтобы предотвратить заклинивание его при нагревании корпуса. Если сварка производится без подкладных колец, арматуру по окончании сварки можно закрыть только после очистки ее внутренних полостей.

11.4.9 Холодный натяг трубопроводов можно производить 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 на всей длине участка, на котором необходимо произвести холодный натяг.

11.4.10 Осевые компенсаторы следует устанавливать соосно с трубопроводами.

Допускаемые отклонения от проектного положения присоединительных патрубков компенсаторов при их установке и сварке должны соответствовать документации на компенсаторы.

11.4.11 При установке компенсаторов направление стрелки на корпусе должно совпадать с направлением движения вещества в трубопроводе.

11.4.12 При монтаже компенсаторов должны исключаться скручивающие нагрузки относительно продольной оси и провисание их под действием собственной массы и массы примыкающих трубопроводов, а также обеспечиваться защита гибкого элемента от механических повреждений и попадания искр при сварке.

11.4.13 Монтажная длина сильфонных, линзовых и сальниковых компенсаторов принимается с учетом поправок на температуру наружного воздуха при монтаже.

11.4.14 Растяжение компенсаторов до монтажной длины следует производить с помощью приспособлений, предусмотренных конструкцией компенсатора, или натяжными монтажными устройствами. Растяжка (сжатие) компенсаторов оформляется актом.

11.4.15 При монтаже сальниковых компенсаторов обеспечивается свободное перемещение подвижных частей и сохранность набивки.

11.4.16 Сварное соединение, перед сваркой которого следует производить растяжку компенсатора, должно быть указано в рабочей документации. Следует



во избежание снижения компенсационной способности компенсатора и его перекоса использовать соединение, расположенное на расстоянии не менее  $20 DN$  от оси симметрии компенсатора.

11.4.17 Линзовые, сильфонные и сальниковые компенсаторы следует устанавливать в сборочных единицах и блоках коммуникаций при их укрупненной сборке, применяя при этом дополнительные жесткости для предохранения компенсаторов от деформации и повреждения во время транспортировки, подъема и установки. По окончании монтажа временно установленные жесткости удаляются.

11.4.18 Отклонение трубопроводов от вертикали (если нет указаний в проекте) не должно превышать 2 мм на один метр длины трубопровода.

11.4.19 При монтаже вертикальных участков трубопроводов в рабочей документации должны быть предусмотрены меры, исключая возможность сжатия компенсаторов под действием массы вертикального участка трубопровода.

11.4.20 Окончательное закрепление трубопроводов в каждом температурном блоке при укладке на эстакадах, в каналах или лотках должно производиться, начиная от неподвижных опор.

11.4.21 Монтаж трубопроводов, пересекающих железнодорожные пути, автодороги, проезды и другие инженерные сооружения, следует производить после согласования прокладки в установленном порядке.

11.4.22 Антикоррозионную защиту и тепловую изоляцию трубопроводов до установки их в проектное положение допускается выполнять с условием обеспечения сохранности защитного покрытия при производстве последующих монтажных работ.

## **11.5 Особенности монтажа трубопроводов с номинальным давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)**

11.5.1 Сборочные единицы и детали трубопроводов должны соответствовать стандартам и НД. При приемке в монтаж трубопроводов и других изделий следует проверять:

- резьбовые присоединительные концы труб, деталей и арматуры - прокручиванием деталей, например, фланцев;
- резьбу шпилек - прокручиванием гаек;
- геометрические размеры присоединительных концов труб и соединительных деталей, арматуры, фланцев, муфт, крепежных деталей и прокладок в количестве 2 % от каждой партии, но не менее 2 штук;

- соответствие количества труб, соединительных деталей, фланцев, линз, муфт, арматуры, крепежных деталей и прокладок количеству, указанному для этих партий в сопроводительной документации.

Арматура, исполнительные механизмы, применяемые в схеме контроля, управления и противоаварийной защиты технологических процессов, перед установкой должны проходить испытания на прочность и плотность основных деталей и сварных швов, герметичность относительно внешней среды, герметичность затвора и функционирование с оформлением актов или с записью в паспорте, журнале.

Требования к очистке, смазке, сборке, соосности и зазорам в разъемных соединениях трубопроводов устанавливаются в проектной документации или НД.

Не допускается устранять зазоры, непараллельности или несоосности между сборочными единицами или деталями путем натяжения трубопроводов.

11.5.2 Крепежные детали должны быть одной партии и затянуты с помощью устройств, обеспечивающих контроль усилия натяжения. Порядок сборки соединений, контроля усилий затяжки должен быть приведен в нормативной документации.

11.5.3 В собранном фланцевом соединении шпильки должны выступать из гаек не менее одного шага резьбы.

Не допускается установка шайб между фланцами и гайками. При накрутке фланца резьбовая часть присоединительного конца трубы должна выступать от торца фланца на один шаг резьбы.

11.5.4 Расстояние между фланцевыми, резьбовыми соединениями и отверстиями в стенах, перегородках, перекрытиях и других строительных конструкциях следует принимать с учетом возможности сборки и разборки соединения с применением механизированного инструмента, при этом для трубопроводов с номинальным диаметром до  $DN 65$  указанное расстояние принимается не менее 300 мм и не менее 600 мм для трубопровода большего диаметра и указывается в документации.

## **11.6 Документация и маркировка трубопроводов или сборочных единиц, поставляемых заводами – изготовителями**

11.6.1 Каждый трубопровод или сборочная единица поставляется заказчику со следующей документацией:

- сборочный чертеж трубопровода или сборочной единицы в двух экземплярах;

- паспорт на сборочные единицы стальных трубопроводов комплектных трубопроводных линий;
- паспорта на арматуру и детали трубопровода, крепежные детали и уплотнения;
- сведения о подтверждении соответствия (при необходимости);
- ведомость на упаковку (комплектовочная ведомость) в одном экземпляре;
- упаковочный лист в трех экземплярах, из которых один экземпляр отправляется почтой, один экземпляр – в упаковочном ящике, один экземпляр – на упаковочном ящике.

11.6.2 Сборочные единицы из нержавеющей стали и стали 20ЮЧ маркируются яркой несмываемой краской.

11.6.3 Сборочные единицы из других сталей маркируются клеймением.

11.6.4 Маркировать следует на расстоянии не менее 200 мм от одного из присоединительных концов трубы с указанием в числителе шифра технологической установки, в знаменателе – шифра линии трубопровода. Маркировать – шрифтом в соответствии с НД.

11.6.5 Схема маркировки сборочных единиц должна быть единой для всех трубопроводов в технологической схеме или проекте.

Места маркировки обводятся яркой несмываемой краской и покрываются бесцветным лаком.

11.6.6 Детали и арматура, не вошедшие в сборочные единицы, маркируются несмываемой краской номером трубопроводной линии по монтажной спецификации.

11.6.7 Каждое упаковочное место труб, поставляемых метражом и входящих в поставочный блок, маркируется с указанием номера технологической установки, номера поставочного блока, номера трубопроводной линии и буквой "Т". Бирки с маркировкой, нанесенной ударным способом, крепятся с обоих концов упаковки.

11.6.8 На каждом грузовом месте маркировка наносится на ярлыках или непосредственно на торцевых и боковых стенках ящиков яркой несмываемой краской с указанием номера грузового места, числа грузовых мест в данной трубопроводной линии, получателя и его адреса, отправителя и его адреса, массы (нетто, брутто), габаритных размеров грузового места, манипуляционных знаков ("верх", "не кантовать", "место строповки", "центр масс").

11.6.9 С каждой трубопроводной линией потребителю направляется следующая техническая документация:

- паспорт;
- сведения о трубах и деталях трубопровода;
- сведения о сварных соединениях;
- перечень арматуры, входящей в сборочные единицы стальных комплектов технологических линий;
- акт гидравлического испытания сборочных единиц;
- акт ревизии и испытания арматуры (низкого и высокого давления);
- спецификация;
- заключение.

Формы документации приведены в приложениях М и Н к настоящему стандарту.

## **12 Требования к сварке и термической обработке**

### **12.1 Сварка**

12.1.1 При изготовлении, монтаже и ремонте трубопроводов и их элементов допускается применение всех промышленных методов сварки, обеспечивающих необходимую эксплуатационную надежность сварных соединений.

12.1.2 Газовая (ацетиленокислородная) сварка допускается для труб из углеродистых и низколегированных неподкаливающихся сталей (17ГС, 09Г2С и др.) с условным диаметром до 80 мм и толщиной стенки не более 3,5 мм при давлении до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>).

12.1.3 Газовая сварка стыков из низколегированных закаливающих сталей (15ХМ, 12Х1МФ и др.) допускается при монтаже и ремонте труб с номинальным диаметром до *DN* 40 и толщиной стенки не более 5 мм при давлении до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>).

12.1.4 Сварка трубопроводов и их элементов должна проводиться в соответствии с требованиями технических условий на изготовление, производственных инструкций или технологической документации, содержащей указания по применению конкретных присадочных материалов, флюсов и защитных газов, по предварительному и сопутствующему подогреву, по технологии сварки и термической обработки, видам и объему контроля.

12.1.5 К производству сварочных работ, включая прихватку и приварку временных креплений, допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с действующими Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного произ-

водства и имеющие удостоверение сварщика установленного образца. При этом сварщики могут быть допущены к тем видам сварочных работ, которые указаны в их удостоверениях.

12.1.6 Руководство работами по сборке, сварке, термической обработке и контролю качества сварных соединений должны осуществлять инженерно-технические работники, имеющие специальную техническую подготовку, изучившие настоящий стандарт, рабочие чертежи, технологические процессы и другую НД и прошедшие аттестацию.

12.1.7 Для сварки трубопроводов и их элементов должны применяться следующие сварочные материалы:

- электроды покрытые металлические по ГОСТ 9466, ГОСТ 9467, ГОСТ 10052 или техническим условиям на изготовление и поставку конкретной марки электродов;
- электроды вольфрамовые сварочные по ГОСТ 23949;
- проволока стальная сварочная по ГОСТ 2246 или техническим условиям на конкретную марку проволоки;
- аргон газообразный по ГОСТ 10157 (высшего и первого сортов);
- двуокись углерода (углекислый газ) по ГОСТ 8050 (марка сварочная);
- флюс сварочный плавленный по ГОСТ 9087 или техническим условиям на поставку конкретной марки;
- кислород газообразный технический по ГОСТ 5583;
- ацетилен растворенный и газообразный технический по ГОСТ 5457.

12.1.8 Сварочные материалы должны быть аттестованы, иметь сертификаты и удовлетворять требованиям стандартов или технических условий.

12.1.9 При отсутствии сертификатов сварочные материалы допускается использовать только после проверки химического состава и механических свойств наплавленного металла на соответствие требованиям стандартов или технических условий.

12.1.10 При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду испытаний или химическому анализу разрешаются повторные испытания. Повторные испытания проводят на удвоенном количестве образцов по тем видам испытаний, которые дали неудовлетворительные результаты. Если при повторных испытаниях получены неудовлетворительные результаты даже по одному из видов, данная партия сварочных материалов бракуется.

12.1.11 Для аустенитных сварочных материалов, предназначенных для сварки соединений, работающих при температуре свыше 450 °С, необходимо

проводить контроль количества ферритной фазы в соответствии с требованиями ГОСТ 9466 , ГОСТ 2246. Содержание ферритной фазы в наплавленном металле должно быть не более 6 %.

12.1.12 Сварочные материалы, предназначенные для сварки соединений из перлитных хромомолибденовых сталей, работающих в водородсодержащих средах при температуре свыше 200°С, должны обеспечивать содержание хрома в наплавленном металле не менее минимального содержания хрома в свариваемой стали, установленного требованиями стандартов, технических условий или проекта.

12.1.13 При наличии требований по стойкости сварных соединений против межкристаллитной коррозии аустенитные сварочные материалы необходимо испытывать на стойкость к межкристаллитной коррозии в соответствии с ГОСТ 6032.

12.1.14 Типы, конструктивные элементы подготовленных кромок и сварных швов должны соответствовать ГОСТ 16037, ГОСТ 22790 или другой НД.

12.1.15 Резку труб и подготовку кромок под сварку необходимо проводить механическим способом. Допускается применение газовой резки для труб из углеродистых, низколегированных и теплоустойчивых сталей, а также воздушно-дуговой и плазменной резки для труб из всех марок сталей. При огневой резке труб должен быть предусмотрен припуск на механическую обработку.

12.1.16 Газовую, воздушно-дуговую и плазменную резку труб из закаливаемых теплоустойчивых сталей необходимо проводить с предварительным подогревом от 200 °С до – 250 °С и медленным охлаждением под слоем теплоизоляции.

12.1.17 После огневой резки труб из закаливаемых теплоустойчивых сталей подготовленные под сварку кромки должны быть проконтролированы капиллярной или магнитопорошковой дефектоскопией или травлением. Обнаруженные трещины удаляются путем дальнейшей механической зачистки всей поверхности кромки.

12.1.18 Отклонение "с" от перпендикулярности подготовленных под сварку торцов к оси трубы (рисунок 12.1), измеренное наложением угольника на базовую поверхность длиной не менее 100 мм, не должно превышать величин, указанных ниже.

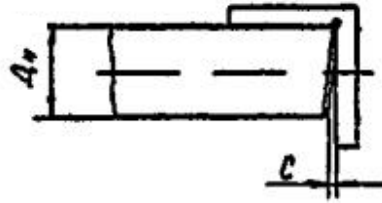


Рисунок 12.1

- 0,5 мм..... для  $DN$  до 65 включительно;
- 1,0 мм..... для  $DN$  свыше 65 до 125 включительно;
- 1,5 мм..... для  $DN$  свыше 125 до 500 включительно;
- 2,0 мм..... для  $DN$  свыше 500 .

12.1.19 Сборка стыков труб под сварку должна производиться с использованием центровочных приспособлений, обеспечивающих требуемую соосность стыкуемых труб и равномерный зазор по всей окружности стыка, а также с помощью прихваток или привариваемых на расстоянии 50 – 70 мм от торца труб временных технологических креплений.

Технологические крепления должны быть изготовлены из стали того же класса, что и свариваемые трубы. При сборке стыков из закаливающих теплоустойчивых сталей технологические крепления могут быть изготовлены из углеродистых сталей.

12.1.20 При сборке стыков из аустенитных сталей с толщиной стенки трубы менее 8 мм, к сварным соединениям которых предъявляются требования стойкости к межкристаллитной коррозии, приварка технологических креплений не разрешается.

12.1.21 При сборке труб и других элементов с продольными швами последние должны быть смещены относительно друг друга. Смещение должно быть не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб (элементов), но не менее 100 мм. При сборке труб и других элементов с условным диаметром 100 мм и менее продольные швы должны быть смещены относительно друг друга на величину, равную одной четверти окружности трубы (элемента).

12.1.22 При сборке стыка необходимо предусмотреть возможность свободной усадки металла шва в процессе сварки. Не допускается выполнять сборку стыка с натягом.

12.1.23 При сборке труб и других элементов смещение кромок по наружному диаметру не должно превышать 30 % от толщины тонкостенного элемента, но не более 5 мм. При этом плавный переход от элемента с большей толщиной стенки к элементу с меньшей толщиной обеспечивается за счет наклонного располо-

жения поверхности сварного шва. Если смещение кромок превышает допустимое значение, то для обеспечения плавного перехода необходимо проточить конец трубы с большим наружным диаметром под углом не более  $15^\circ$ .

12.1.24 В собранных под сварку стыковых соединениях из труб и деталей одинаковой номинальной толщины, не подлежащих механической обработке после сварки в зоне шва, допускаемое смещение кромок (несовпадение поверхностей соединяемых деталей) должно быть не более соответствующих величин, указанных в таблице 12.1

Таблица 12.1 – Нормы допускаемых смещений кромок при сборке поперечных стыковых соединений

Номинальная толщина соединяемых деталей, $S$ , мм	Максимальное допускаемое смещение кромок в стыковых соединениях, мм
До 6	$0,1S + 0,3$
7 - 10	$0,15S$
Свыше 10 до 20	$0,05S + 1,0$
Свыше 20	$0,1S$ , но не более 3 мм

12.1.25 Смещение кромок "В" листов (рисунок 12.2), измеряемое по нейтральной оси, в стыковых продольных соединениях, определяющих прочность обечайки, не должно превышать  $B = 0,1S$ , но не более 3 мм.

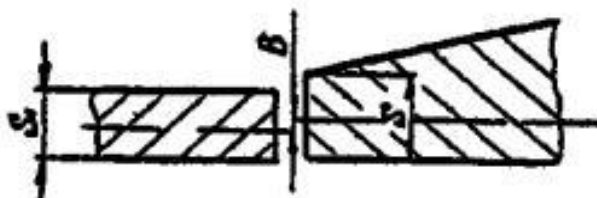


Рисунок 12.2

12.1.26 При смещении кромок, превышающем допустимое значение согласно п.п. 12.1.24, 0, на трубе или детали сборочной единицы бóльшей толщины должен быть обеспечен плавный переход под углом  $15^\circ$  к элементу меньшей толщины (рисунок 12.3).

Конкретные формы указанного перехода должны устанавливаться конструкторской (проектной) документацией, исходя из требований расчета на прочность и необходимости обеспечения контроля сварных соединений всеми предусмотренными методами.



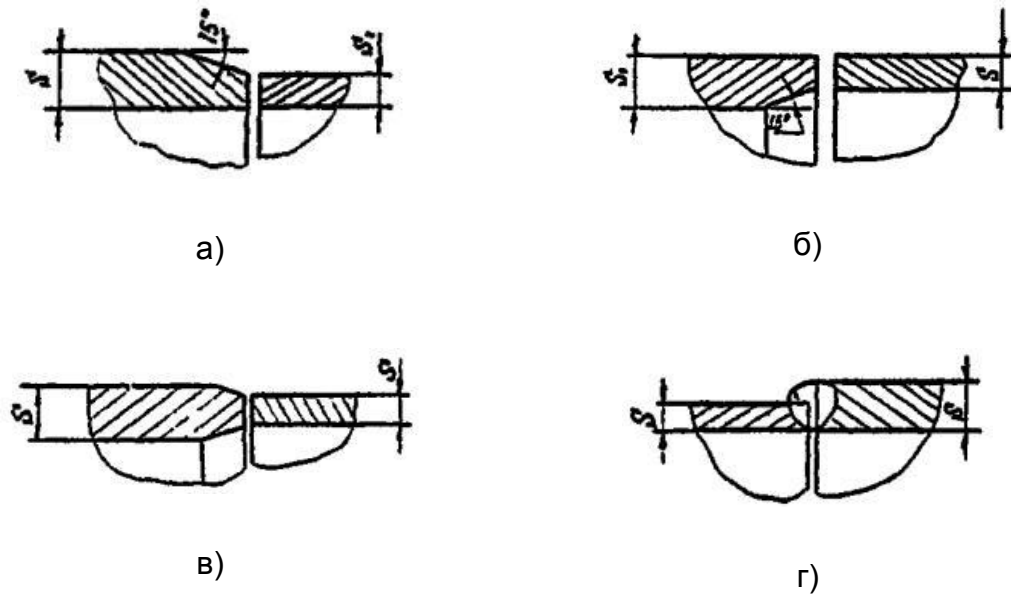


Рисунок 12.3

12.1.27 Отклонение от прямолинейности собранного встык участка трубопровода, замеренное линейкой длиной 400 мм в трех равномерно расположенных по периметру местах на расстоянии 200 мм от стыка, не должно превышать:

1,5 мм..... для трубопроводов  $PN > 100$  (10 МПа) и трубопроводов I категории;

2,5 мм..... для трубопроводов II - V категорий.

12.1.28 К качеству прихваток предъявляются такие же требования, как и к основному сварному шву. Прихватки, имеющие недопустимые дефекты, обнаруженные внешним осмотром, должны быть удалены механическим способом.

12.1.29 Сборка стыков труб и других элементов, работающих под давлением до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>), для всех категорий трубопроводов, кроме категории I, может осуществляться на остающихся подкладных кольцах или съемных медных кольцах, если это предусмотрено в проектной документации.

## 12.2 Термическая обработка

12.2.1 Необходимость выполнения термической обработки сварных соединений и ее режимы (скорость нагрева, температура при выдержке, продолжительность выдержки, скорость охлаждения, охлаждающая среда и др.) должны быть указаны в технических условиях, проектной или другой рабочей документации.

12.2.2 К проведению работ по термической обработке сварных соединений допускаются термисты-операторы, прошедшие специальную подготовку, выдер-

жавшие соответствующие испытания и имеющие удостоверение на право производства этих работ.

#### 12.2.3 Обязательной термообработке подлежат:

- стыковые соединения элементов из углеродистых сталей с толщиной стенки более 36 мм;
- сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых сталей при толщине стенки трубы и штуцера соответственно более 36 и 25 мм;
- стыковые соединения элементов из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей с толщиной стенки более 30 мм;
- сварные соединения штуцеров с трубами из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей при толщине стенки трубы и штуцера соответственно более 30 и 25 мм;
- стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей независимо от толщины стенки. Для сварных соединений из стали марок 12ХМ, 12МХ и 15ХМ толщиной не более 12 мм, выполненных с применением электродов типа Э-09Х1М, термообработка не является обязательной при условии обеспечения твердости металла шва не выше 240НВ;
- стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых и низколегированных сталей, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание (по требованию проекта);
- стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из аустенитных сталей, стабилизированных титаном или ниобием, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание, а также при температурах выше 350°С в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, должны подвергаться стабилизирующему отжигу (по требованию проекта);
- сварные соединения продольных швов лепестковых переходов из углеродистых и низколегированных сталей независимо от толщины стенки.

12.2.4 Для термической обработки сварных соединений может применяться как общий печной нагрев, так и местный по кольцу любым методом, обеспечивающим одновременный и равномерный нагрев сварного шва и примыкающих к нему с обеих сторон участков основного металла по всему периметру. Минимальная ширина нагреваемого участка до требуемой температуры не должна быть менее двойной толщины стенки в каждую сторону от края шва, но не менее 50 мм.

12.2.5 Участки трубопровода, расположенные возле нагреваемого при термообработке кольца, должны быть покрыты теплоизоляцией для обеспечения плавного изменения температуры по длине.

12.2.6 Для трубопроводов из хромоникелевых аустенитных сталей, независимо от величины рабочего давления, применение газопламенного нагрева не допускается.

12.2.7 При проведении термической обработки должны соблюдаться условия, обеспечивающие возможность свободного теплового расширения и отсутствие пластических деформаций.

12.2.8 Термообработка сварных соединений должна проводиться без перерывов. При вынужденных перерывах в процессе термообработки (отключение электроэнергии, выход из строя нагревателя) необходимо обеспечить медленное охлаждение сварного соединения до 300 °С. При повторном нагреве время пребывания сварного соединения при температуре выдержки суммируется со временем выдержки первоначального нагрева.

12.2.9 Режимы нагрева, выдержки и охлаждения при термической обработке труб и других элементов должны регистрироваться самопишущими приборами.

12.2.10 Термообработку одного и того же сварного соединения допускается проводить не более трех раз.

12.2.11 После холодной гибки гнутые участки труб из углеродистых и низколегированных сталей подлежат термической обработке, если отношение среднего радиусагиба к номинальному наружному диаметру трубы составляет менее 3,5, а отношение номинальной толщины стенки трубы к ее номинальному наружному диаметру превышает 0,05; гнутые участки труб из аустенитных сталей подлежат термической обработке независимо от диаметра и толщины стенки трубы.

12.2.12 После горячей гибки термическую обработку гнутых участков труб допускается не проводить, если температура конца деформации не ниже 700 °С для углеродистых и низколегированных сталей и не ниже 850 °С для аустенитных сталей.

### **12.3 Контроль качества сварных соединений**

12.3.1 Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- пооперационный контроль;
- внешний осмотр и измерения;
- ультразвуковой или радиографический контроль;

- капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- определение содержания ферритной фазы;
- стилоскопирование;
- измерение твердости;
- механические испытания;
- контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии и др.), предусмотренными проектом;
- гидравлические или пневматические испытания.

#### Примечания

1. Окончательный контроль качества сварных соединений, подвергающихся термообработке, должен проводиться после термообработки.

2. Конструкция и расположение сварных соединений должны обеспечивать проведение контроля качества сварных соединений предусмотренными для них в рабочей документации методами.

#### 12.3.2 Пооперационный контроль предусматривает:

- проверку качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и технических условий на изготовление и поставку;
- проверку качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков (угол скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);
- проверку температуры предварительного подогрева;
- проверку качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака);
- проверку режимов термообработки сварных соединений.

12.3.3 Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шлака, окалины, брызг металла и загрязнений на ширине не менее 20 мм по обе стороны от шва.

12.3.4 По результатам внешнего осмотра и измерений сварные швы должны удовлетворять следующим требованиям:

- а) форма и размеры шва должны соответствовать ГОСТ 16037;
- б) поверхность шва должна быть мелкочешуйчатой.

Допускаются отдельные поры в количестве не более 3 на 100 мм сварного шва размерами, не превышающими указанных в таблице 12.2.

Таблица 12.2 – Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор)

Категория трубопровода и группа среды	Толщина стенки, мм	Включения (поры), мм		Скопления, длина, мм	Суммарная длина на любом участке шва длиной 100 мм
		ширина (диаметр)	длина		
IA,Б,В IIА,Б,В IIIБ	До 3	0,5	1,0	2,0	3,0
	Свыше 3 до 5	0,6	1,2	2,5	4,0
	Свыше 5 до 8	0,8	1,5	3,0	5,0
	Свыше 8 до 11	1,0	2,0	4,0	6,0
	Свыше 11 до 14	1,2	2,5	5,0	8,0
	Свыше 14 до 20	1,5	3,0	6,0	10,0
	Свыше 20 до 26	2,0	4,0	8,0	12,0
	Свыше 26 до 34	2,5	5,0	10,0	15,0
	Свыше 34	3,0	6,0	10,0	20,0
IIIВ	До 3	0,6	2,0	3,0	6,0
	Свыше 3 до 5	0,8	2,5	4,0	8,0
	Свыше 5 до 8	1,0	3,0	5,0	10,0
	Свыше 8 до 11	1,2	3,5	6,0	12,0
	Свыше 11 до 14	1,5	5,0	8,0	15,0
	Свыше 14 до 20	2,0	6,0	10,0	20,0
	Свыше 20 до 26	2,5	8,0	12,0	25,0
	Свыше 26 до 34	2,5	8,0	12,0	30,0
	Свыше 34 до 45	3,0	10,0	15,0	30,0
IVБ,В VB	До 3	0,8	3,0	5,0	8,0
	Свыше 3 до 5	1,0	4,0	6,0	10,0
	Свыше 5 до 8	1,2	5,0	7,0	12,0
	Свыше 8 до 11	1,5	6,0	9,0	15,0
	Свыше 11 до 14	2,0	8,0	12,0	20,0
	Свыше 14 до 20	2,5	10,0	15,0	25,0
	Свыше 20 до 26	3,0	12,0	20,0	30,0
	Свыше 26 до 34	3,5	12,0	20,0	35,0
	Свыше 34 до 45	4,0	15,0	25,0	40,0
	Свыше 45	4,5	15,0	30,0	45,0

Примечания

1. При расшифровке радиографических снимков не учитываются включения (поры) длиной 0,2 мм и менее, если они не образуют скоплений и сетки дефектов.

2. Для сварных соединений протяженностью менее 100 мм нормы, приведенные в таблице, по суммарной длине включений (пор), а также по числу отдельных включений (пор) должны быть пропорционально уменьшены.

3. Переход от наплавленного металла к основному должен быть плавным. Подрезы в местах перехода от шва к основному металлу допускаются по глубине не более 10 % толщины стенки трубы, но не более 0,5 мм. При этом общая протяженность подреза на одном сварном соединении не должна превышать 30 % длины шва.

В сварных соединениях трубопроводов на  $P_N > 100$  (10 МПа), а также в трубопроводах, работающих в средах групп А и Б I категории или при температуре ниже минус 70 °С, подрезы не допускаются.

12.3.5 Неразрушающему контролю подвергают наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Число контролируемых сварных швов определяется техническими условиями на объект, действующими НД, но во всех случаях должно быть не ниже приведенных в таблице 12.3 .  
Таблица 12.3 – Объем контроля сварных соединений ультразвуковым или радиографическим методом в процентах от общего числа сваренных каждым сварщиком (но не менее одного) соединений

Условия изготовления стыков	Категория трубопроводов					
	$P > 10$ МПа и I категории для группы сред А(а) или при температуре ниже минус 70 °С	I	II	III	IV	V
При изготовлении и монтаже на предприятии нового трубопровода, а также при ремонте	100	20	10	2	1	Согласно п. 12.3.2
При сварке разнородных сталей	100	100	100	100	100	10
При сварке трубопроводов, входящих в блоки I категории взрывоопасности	100	100	10	2	1	–

Должны выполняться следующие дополнительные условия:

а) Для трубопроводов, где ползучесть и усталость являются контролируемыми факторами, в проекте необходимо назначить I категорию при определении объема неразрушающего контроля;

б) Для I категории трубопроводов пара и горячей воды с наружным диаметром 200 мм и более и толщиной стенки менее 15 мм контролю УЗД или РД подлежат все поперечные сварные соединения по всей длине соединений.

При поставках по нормам Евросоюза трубопроводов пара и горячей воды следует учитывать:

- там, где  $PS \times DN \geq 5000$  бар  $\times$  мм, необходим 100 % объем контроля стыковых швов и сварных швов ответвлений методом ультразвуковой или радиографической дефектоскопии;

- там, где  $PS \times DN \geq 3500$ , 25 % объем контроля стыковых швов и сварных швов ответвлений методом ультразвуковой или радиографической дефектоскопии.

Для трубопроводов, работающих при температуре 100 °С и выше, необходимо подвергнуть не менее 10 % муфтовых соединений методом ультразвуковой или радиографической дефектоскопии.

12.3.6 Контроль сварных соединений радиографическим (ГОСТ 7512) или ультразвуковым (ГОСТ 14782) методом следует производить после устранения дефектов, выявленных внешним осмотром и измерениями, а для трубопроводов I категории, а также для трубопроводов с группой сред А(а) или работающих при температуре ниже минус 70°С после контроля на выявление выходящих на поверхность дефектов магнитопорошковым (ГОСТ 21105) или капиллярным (ГОСТ 18442) методами.

12.3.7 Метод контроля (ультразвуковой, радиографический или оба метода в сочетании) выбирают, исходя из возможности обеспечения более полного и точного выявления недопустимых дефектов с учетом особенностей физических свойств металла, а также освоенности данного метода контроля для конкретного объекта и вида сварных соединений.

12.3.8 Перед контролем сварные соединения должны быть замаркированы так, чтобы их положение было легко обнаружить на картах контроля, радиографических снимках и обеспечить привязку результатов контроля к соответствующему участку сварного шва.

12.3.9 При радиографическом контроле следует обеспечить чувствительность (по ГОСТ 7512) для трубопроводов на  $PN > 100$  (10 МПа), категорий I и II на уровне класса 2, для трубопроводов категорий III, IV и V - на уровне класса 3.

12.3.10 Оценку качества сварных соединений по результатам радиографического контроля следует проводить по протяженности плоских дефектов (трещи-

ны, несплавления, непровары) и объемным (поры, шлаковые включения) дефектам согласно таблице 12.2 и таблице 12.4.

Таблица 12.4 – Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от величины и протяженности плоских дефектов (непровары по оси шва, несплавления и др.)

Категория трубопровода и группа среды	Непровары по оси шва, несплавления, трещины, вогнутость и выпуклость металла в корне шва	
	глубина, % к номинальной толщине стенки	допустимая суммарная длина по периметру трубы
IA,Б,В IIA,Б,В IIIB	Непровар отсутствует	
	Вогнутость корня шва до 10 %, но не более 1,5 мм	До 1/8 периметра
	Выпуклость корневого шва до 10 %, но не более 3 мм	До 1/8 периметра
IIIB	Непровар по оси шва до 10 %, но не более 2 мм	До 1/4 периметра
	или до 5 %, но не более 1 мм	До 1/2 периметра
IVБ,В VB	Непровар по оси шва до 20 %, но не более 3 мм	До 1/4 периметра
	или до 10 %, но не более 2 мм	До 1/2 периметра
	или до 5 %, но не более 1 мм	Не ограничивается

Примечания

1. Величина вогнутости корня шва и выпуклости корневого шва для трубопроводов I - IV категорий, за исключением трубопроводов I и II категорий для группы сред А (а) или работающих при температуре ниже минус 70 °С, не регламентируется.

2. При необходимости точная глубина непровара определяется методом профильной радиографической толщинометрии в месте его наибольшей величины по плотности снимка или по ожидаемому местоположению.

При расшифровке снимков определяют вид дефектов по ГОСТ 19232 и их размеры по ГОСТ 23055.

Если при дополнительном контроле для трубопроводов III и IV категорий хотя бы один стык будет забракован, контролю подвергают 100 % стыков, выполненных данным сварщиком.

12.3.11 Оценка качества сварных соединений по результатам ультразвукового контроля следующая.

Сварные соединения трубопроводов на  $PN > 100$  (10 МПа), также трубопроводов I категории и трубопроводов, содержащих среды группы А(а) или работающих при температуре ниже минус 70°С, считаются годными, если:

- а) отсутствуют протяженные дефекты;



б) отсутствуют непротяженные (точечные) дефекты эквивалентной площадью более:

1,6 мм<sup>2</sup> ..... при толщине стенки трубы до 10 мм включительно;

2,0 мм<sup>2</sup> ..... при толщине стенки трубы до 20 мм включительно;

3,0 мм<sup>2</sup> ..... при толщине стенки трубы свыше 20 мм;

в) в количество непротяженных дефектов не более двух на каждые 100 мм шва по наружному периметру эквивалентной площадью:

1,6 мм<sup>2</sup> ..... при толщине стенки трубы до 10 мм включительно;

2,0 мм<sup>2</sup> ..... при толщине стенки трубы до 20 мм включительно;

3,0 мм<sup>2</sup> ..... при толщине стенки трубы свыше 20 мм.

Оценка качества сварных соединений трубопроводов I - IV категорий (за исключением трубопроводов I категории или работающих при температуре ниже минус 70°C) по результатам ультразвукового контроля должна соответствовать требованиям таблицы 12.5.

Таблица 12.5 – Нормы допустимых дефектов в сварных швах трубопроводов  $PN \leq 10$  МПа, выявленных при ультразвуковом контроле

Номинальная толщина стенки, S, мм	Эквивалентная площадь (размеры) отдельных дефектов			Условная протяженность цепочки точечных дефектов на участке сварного шва длиной 10S
	Наименьшая фиксируемая, дБ	По отверстию с плоским дном, мм <sup>2</sup>	По зарубке, мм x мм	
8 – 10	На 6 дБ ниже эхосигнала от макс. допустимых эквивалентных дефектов	1,6	1,0 x 2,0	1,5 S
12 – 18		2,0	2,0 x 2,0	1,5 S
20 – 24		3,0	3,0 x 2,0	1,5 S

Примечание – Точечные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда эхосигналов от них превышает амплитуду эхосигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

Протяженные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда сигналов от них превышает 0,5 амплитуды эхосигналов от искусственного отражателя. Условная протяженность цепочки точечных дефектов измеряется в том случае, если амплитуда эхосигнала от них составляет 0,5 и более амплитуды эхосигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.

12.3.12 Сварные соединения трубопроводов с  $PN < 100$  (10 МПа) по результатам контроля капиллярным (цветным) методом считаются годными, если:

а) индикаторные следы дефектов отсутствуют;

б) все зафиксированные индикаторные следы являются одиночными и округлыми;

в) наибольший размер каждого индикаторного следа не превышает трехкратных значений норм для ширины (диаметра), приведенных в таблице 12.2 для категории IIIB;

г) суммарная длина всех индикаторных следов на любом участке шва длиной 100 мм не превышает суммарной длины, приведенной в таблице 12.2 для категории IIIB.

Примечание – Округлые индикаторные следы с максимальным размером до 0,5 мм включительно не учитываются независимо от толщины контролируемого металла.

Сварные соединения трубопроводов с  $PN > 100$  (10 МПа), трубопроводов I категории, трубопроводов, содержащих группу сред A(a), или работающих при температуре ниже минус 70 °С, считаются годными, если индикаторные следы дефектов отсутствуют. При этом чувствительность контроля должна соответствовать 2 классу по ГОСТ 18442.

12.3.13 Сварные соединения по результатам магнитопорошкового или магнитографического контроля считаются годными, если отсутствуют протяженные дефекты.

12.3.14 Определение содержания ферритной фазы должно производиться в сварных соединениях трубопроводов из аустенитных сталей на  $PN > 100$  (10 МПа) в объеме 100 % на сборочных единицах, предназначенных для работы при температуре свыше 350 °С, а в остальных случаях по требованию проекта.

12.3.15 Стилоскопированию на наличие основных легирующих элементов подлежат сварные соединения легированных сталей трубопроводов с  $PN < 100$  (10 МПа) в следующих случаях:

- выборочно, но не менее двух соединений, выполненных одним сварщиком одной партией сварочных материалов;
- если соответствие использованных сварочных материалов назначенным вызывает сомнение;
- если после термической обработки твердость сварного соединения не соответствует установленным требованиям.

Сварные соединения трубопроводов из легированных сталей для трубопроводов I категории или содержащих среды группы A(a), или работающих с давлением  $PN > 100$  (10 МПа), подлежат стилоскопированию в объеме 100 %.

12.3.16 Результаты стилоскопирования считаются удовлетворительными, если при контроле подтверждено наличие (отсутствие) и содержание соответст-

вующих химических элементов в наплавленном или основном металле. При неудовлетворительных результатах стилоскопирования хотя бы одного сварного соединения в случае выборочного контроля стилоскопированию подлежат все сварные швы, выполненные с использованием той же партии сварочных материалов сварщиком, выполнившим данное сварное соединение.

Измерение твердости проводится для сварных соединений трубопроводов, изготовленных из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей.

Измерение твердости необходимо производить на каждом термообработанном сварном соединении по центру шва, в зоне термического влияния, по основному металлу. Результаты измерения твердости должны соответствовать требованиям НД. Значения твердости не должны превышать указанных в таблице 12.6. При твердости, превышающей допустимую, сварные соединения должны подвергаться стилоскопированию и при положительных его результатах повторной термообработке. На сварных соединениях наружным диаметром менее 50 мм замер твердости не производится.

Таблица 12.6 – Оценка качества сварных соединений по твердости

Марка стали	Допустимая твердость металла шва и зоны термического влияния, НВ, не более
14ХГС	230
15ХМ, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 15Х2М1, 15Х5М, 15Х5МУ, 15Х5ВФ	240
30ХМА, 20Х2МА, 22Х3М, 18Х3МВ	270
20Х3МВФ	300

При этом твердость должна быть замерена на контрольных сварных соединениях и занесена в паспорт трубопровода.

12.3.17 При выявлении методами неразрушающего контроля дефектных сварных соединений контролю подвергается удвоенное от первоначального объема количество сварных соединений на данном участке трубопровода, выполненных одним сварщиком.

Если при дополнительном контроле хотя бы одно сварное соединение будет признано негодным, контролю следует подвергать 100 % сварных соединений, выполненных на участке трубопровода данным сварщиком.

12.3.18 Дефекты, обнаруженные в процессе контроля, должны быть устранены с последующим контролем исправленных участков.

Исправлению подлежат все дефектные участки сварного соединения, выявленные при внешнем осмотре и измерениях, контроле неразрушающими физическими методами.

Исправлению путем местной выборки и последующей подварки (без повторной сварки всего соединения) подлежат участки сварного шва, если размеры выборки после удаления дефектного участка шва не превышают значений, указанных в таблице 12.7.

Таблица 12.7 – Допустимые размеры выборки после удаления дефектов в сварных швах трубопроводов

Глубина выборки, % от номинальной толщины стенки труб или расчетного сечения шва	Суммарная протяженность выборки, % от номинального наружного периметра сварного соединения
Для трубопроводов <i>PN</i> свыше 10 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> ), трубопроводов I категории или работающих при температуре ниже минус 70 °С	
15 и менее	Не нормируется
Более 15 до 30 включительно	До 35
Более 30 до 50 включительно	До 20
Более 50	До 15
Для трубопроводов I - IV категории	
25 и менее	Не нормируется
Более 25 до 50 включительно	До 50
Более 50	До 25
Для трубопровода V категории	
30 и менее	Не нормируется
Более 30 до 50 включительно	До 50
Более 50	До 35

Сварное соединение, в котором для исправления дефектного участка требуется произвести выборку размером более допустимого по таблице 12.7, должно быть полностью удалено, а на его место вварена "катушка".

12.3.19 Механические свойства стыковых сварных соединений трубопроводов должны подтверждаться результатами механических испытаний контрольных сварных соединений в соответствии с требованиями ГОСТ 6996.

12.3.20 Контрольные сварные соединения должны свариваться на партию однотипных производственных стыков. В партию входят сваренные в срок не более трех месяцев не более ста однотипных стыковых соединений с условным диаметром *DN* <150 или не более пятидесяти стыков с *DN* 175 и выше.

Однотипными считаются соединения из сталей одной марки, выполненные одним сварщиком, по единому технологическому процессу и отличающиеся по толщине стенки не более чем на 50 %.

Однотипными по номинальному диаметру являются соединения: *DN* 6 - 32, *DN* 50 - 150, *DN* 175 мм и выше.

12.3.21 Количество контрольных сварных соединений для проведения механических испытаний и металлографических исследований должно соответствовать указанному ниже:

Номинальный диаметр трубы <i>DN</i>	Количество контрольных соединений
6 – 32	4
50 – 150	2
175 и выше	1

При необходимости проведения испытаний на стойкость против межкристаллитной коррозии должно быть сварено на два соединения больше, чем указано для *DN* 6 - 32, и на одно соединение больше для *DN* 50 и выше. При диаметре труб *DN* 450 и выше допускается сваривать контрольные сварные соединения из пластин.

12.3.22 Из контрольных сварных соединений должны изготавливаться образцы для следующих видов испытаний:

- на статическое растяжение при температуре плюс 20 °С - два образца;
- на ударный изгиб (*KCU* или *KCV*) при температуре плюс 20 °С - три образца с надрезом по центру шва;
- на ударный изгиб (*KCU* или *KCV*) при рабочей температуре для трубопроводов, работающих при температуре стенки минус 20 °С и ниже, - три образца с надрезом по центру шва;
- на статический изгиб - два образца;
- для металлографических исследований - два образца (по требованию проекта);
- на ударный изгиб (*KCU* или *KCV*) при температуре плюс 20 °С - три образца с надрезом по зоне термического влияния (по требованию проекта);
- для испытаний на стойкость к межкристаллитной коррозии - четыре образца (по требованию проекта).

Испытания на ударный изгиб проводятся на образцах с концентратором типа "U" (*KCU*) или "V" (*KCV*).

12.3.23 Образцы необходимо вырезать в соответствии с ГОСТ 6996 методами, не изменяющими структуру и механические свойства металла. Не допускается применение правки заготовок образцов как в холодном, так и в горячем состоянии.

12.3.24 Испытание на статическое растяжение стыковых соединений труб  $DN < 50$  может быть заменено испытанием на растяжение целых стыков со снятым усилением.

12.3.25 Испытание на статический изгиб сварных соединений труб с номинальным диаметром до  $DN 50$  может быть заменено испытанием целых стыков на сплющивание.

12.3.26 Результаты механических испытаний сварных соединений должны удовлетворять требованиям таблицы 12.8 [3].

Таблица 12.8

Наименование показателя	Минимальные нормы механических свойств сварных соединений				
	для углеродистых сталей	для низколегированных марганцовистых и марганцевокремнистых сталей	для хромистых, хромомолибденовых и хромованадиево-вольфрамовых сталей	для аустенитноферритных сталей	для аустенитных сталей
Временное сопротивление разрыву при температуре плюс 20 °С	Не ниже нижнего значения временного сопротивления разрыву основного металла по стандарту или техническим условиям для данной марки стали				
Минимальная ударная вязкость, Дж/см <sup>2</sup> (кгс/см <sup>2</sup> ) при температуре + 20 °С на образцах <i>KCV</i> на образцах <i>KCU</i> при температуре ниже минус 20 °С на образцах <i>KCV</i> на образцах <i>KCU</i>	35 (3,5) 50 (5,0)	35 (3,5) 50 (5,0)	35 (3,5) 50 (5,0)	30 (3,0) 40 (4,0)	– –
Минимальный угол изгиба, град., при толщине не более 20 мм при толщине более 20 мм	100 100	80 60	50 40	80 60	100 100
Твердость металла шва сварных соединений НВ, не более	–	–	240	220	200

Примечания

1. Показатели механических свойств сварных соединений по временному сопротивлению разрыву и углу изгиба определяют как среднеарифметическое результатов испытаний отдельных образцов. Общий результат считают неудовлетворительным, если хотя бы один из образцов показал значение временного сопротивления разрыву более чем на 7 % и угла изгиба более чем на 10 % ниже норм, указанных в таблице.

Допускается на одном образце при температурах минус 40 °С и ниже, значение ударной вязкости *KCU* не менее 25 Дж/см<sup>2</sup>, *KCV* – не менее 15 Дж/см<sup>2</sup>

## Продолжение примечаний

2. Виды испытаний и гарантированные нормы механических свойств по временному сопротивлению разрыву и ударной вязкости стыковых сварных соединений типа "лист+труба", "труба+литье", "поковка+поковка", "поковка+труба" должны соответствовать требованиям, предъявляемым к материалам с более низкими показателями механических свойств. Для таких сварных соединений угол изгиба должен быть не менее:

- 70° для углеродистых сталей аустенитного класса;
- 50° для низколегированных марганцовистых и марганцево-кремнистых сталей, высоколегированных сталей аустенитно-ферритного класса;
- 30° для низколегированных и среднелегированных (хромистых и хромомолибденовых) сталей и высоколегированных сталей ферритного класса.

3. Контроль механических свойств, а также металлографическое исследование или испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии образцов этих соединений предусматриваются разработчиком технической документации. Твердость металла шва сварных соединений из стали марки 12ХМ, выполненных ручной электродуговой сваркой ванадийсодержащими электродами, должна быть не более 260 НВ при условии, что относительное удлинение металла шва будет не менее 18 %. Твердость металла шва сварных соединений из стали марки 15Х5МУ должна быть не более 270 НВ.

12.3.27 В разнородных соединениях прочность оценивается по стали с более низкими механическими свойствами, а ударная вязкость и угол изгиба - по менее пластичной стали.

12.3.28 При проведении металлографических исследований (по требованию проекта) определяются наличие в сварном соединении недопустимых дефектов и соответствие формы и размеров сварного шва требованиям НД.

12.3.29 Качество сварных соединений по результатам испытаний на стойкость против межкристаллитной коррозии (по требованию проекта) считается удовлетворительным, если результаты испытаний соответствуют требованиям ГОСТ 6032 по стойкости против МКК.

## **13 Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов**

### **13.1 Общие требования**

13.1.1 Все трубопроводы, на которые распространяется настоящий стандарт, 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 пружинных опор и подвесок на период испытаний должны быть разгружены) и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность и при необ-



ходимости дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления.

13.1.2 Вид испытания (на прочность и плотность, дополнительное испытание на герметичность), способ испытания (гидравлический, пневматический) и величина испытательного давления указываются в проекте для каждого трубопровода. В случае отсутствия указаний о способе испытания и величине испытательного давления способ испытания согласовывается с заказчиком, а величина давления испытания принимается в соответствии с настоящим стандартом.

13.1.3 Испытания на прочность и плотность проводятся одновременно.

13.1.4 Наружный осмотр трубопровода имеет целью проверку готовности его к проведению испытаний. При наружном осмотре проверяются: соответствие смонтированного трубопровода проектной документации; правильность установки запорных устройств, легкость их закрывания и открывания; установка всех проектных креплений и снятие всех временных креплений; окончание всех сварочных работ, включая врезки воздушников и дренажей; завершение работ по термообработке (при необходимости).

13.1.5 Испытанию, как правило, подвергается весь трубопровод полностью. Допускается проводить испытание трубопровода отдельными участками, при этом разбивка на участки производится монтажной организацией по согласованию с заказчиком.

13.1.6 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 невозможности отсоединения трубопровода от аппарата следует учитывать требование пункта 4.6.

13.1.7 Перед проведением испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, должна быть полностью открыта, сальники уплотнены; на месте регулирующих клапанов и измерительных устройств должны быть установлены монтажные катушки; все врезки, штуцера, бобышки для КИП должны быть заглушены.

13.1.8 Места расположения заглушек на время проведения испытания должны быть отмечены предупредительными знаками и пребывание около них людей не допускается.

13.1.9 Для контроля давления следует применять манометры либо дистанционные средства измерений, имеющие одинаковую точность во всем диапазоне измерения и одинаковые пределы измерения. Допускается применять манометры

(дистанционные приборы класса точности не более 1,5 при условии, что контролируемые значения давлений должны находиться в пределах второй трети шкалы показаний манометра (предельное давление манометров должно составлять около 4/3 от испытательного давления). При измерении давления двумя манометрами один должен быть контрольным.

13.1.10 Один манометр (дистанционный прибор) устанавливается у опрессовочного агрегата после запорной арматуры, другой на воздушнике в точке трубопровода, наиболее удаленной от опрессовочного агрегата.

13.1.11 Разрешается проводить испытания с нанесенной тепловой или антикоррозионной изоляцией трубопроводов из бесшовных труб или заранее изготовленных и испытанных блоков (независимо от применяемых труб) при условии, что сварные монтажные стыки и фланцевые соединения будут иметь доступ для осмотра.

13.1.12 Испытание на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением до  $PN 100$  (10 МПа) может быть гидравлическим или пневматическим. Как правило, испытание проводится гидравлическим способом.

Замена гидравлического испытания на пневматическое допускается в следующих случаях (рекомендуется проводить с контролем методом акустической эмиссии):

а) если несущая строительная конструкция или опоры не рассчитаны на заполнение трубопровода водой;

б) при температуре окружающего воздуха ниже  $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  и опасности промерзания отдельных участков трубопровода;

в) если применение жидкости (воды) недопустимо;

г) на этот вид испытаний разрабатывается инструкция по 13.1.12.

д) Испытание на прочность и плотность пневматически с обязательным контролем методом акустической эмиссии проводится:

е) для трубопроводов, расположенных в действующих цехах;

ж) для трубопроводов, расположенных на эстакадах, в каналах или лотках рядом с действующими трубопроводами;

з) при испытательном давлении менее  $0,4\text{ МПа}$  ( $4\text{ кгс/см}^2$ ), если на трубопроводах установлена арматура из серого чугуна.

и) На этот вид испытаний разрабатывается инструкция, содержащая мероприятия, исключаяющие возможность разрушения трубопроводов в случае появления критического АЭ сигнала.

13.1.13 Испытание на прочность и плотность трубопроводов на номинальное давление свыше 10 МПа ( $100 \text{ кгс/см}^2$ ), должно проводиться гидравлическим способом. В технически обоснованных случаях для трубопроводов допускается (по согласованию с надзорными органами) замена гидравлического испытания на пневматическое при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии.

На этот вид испытания должна быть разработана инструкция, содержащая мероприятия, исключающие возможность разрушения трубопроводов в случае появления критического АЭ-сигнала.

Инструкция по проведению испытаний должна быть утверждена руководителем предприятия (техническим директором) и предусматривать необходимые меры безопасности.

13.1.14 При совместном испытании обвязочных трубопроводов с аппаратами величину давления при испытании трубопроводов на прочность и плотность (до ближайшей отключающей задвижки) следует принимать как для аппарата.

Трубопроводы, которые подвергаются испытанию на прочность и плотность совместно с другим оборудованием, должны быть испытаны с учетом давления испытания этого оборудования.

13.1.15 Короткие (до 20 м) отводящие трубопроводы от предохранительных клапанов, а также свечи от аппаратов и систем, связанные непосредственно с атмосферой (кроме газопроводов на факел), испытанию, как правило, не подлежат.

13.1.16 Дополнительные испытания трубопроводов на герметичность проводятся пневматическим способом (см. пункт 13.5).

13.1.17 Подчеканка сварных швов запрещается. Устранение дефектов во время нахождения трубопровода под давлением не разрешается.

13.1.18 При проведении испытаний обнаруженные дефекты должны быть устранены, а испытания повторены.

13.1.19 О проведении испытаний трубопроводов должны составляться соответствующие акты.

## **13.2 Гидравлическое испытание на прочность и плотность**

13.2.1 Гидравлическое испытание трубопроводов должно производиться преимущественно в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний должна применяться, как правило, вода с температурой не ниже плюс  $5 \text{ }^\circ\text{C}$  и не выше плюс  $40 \text{ }^\circ\text{C}$  или специальные смеси (для трубопроводов высокого давления). По согласованию с авто-

ром проекта вместо воды может быть использована другая жидкость (некоррозийная, неядовитая, невзрывоопасная, маловязкая). Разность температур стенки трубопровода и окружающего воздуха во время испытаний не должна вызывать выпадения влаги на стенке трубопровода.

Если гидравлическое испытание производится при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С, должны быть приняты меры против замерзания воды и обеспечено надежное опорожнение трубопровода.

После окончания гидравлического испытания трубопровод должен быть полностью опорожнен и продут до полного удаления воды или жидкости.

Величина пробного давления на прочность (гидравлическим или пневматическим способом) должна составлять не менее (выбирается бóльшее из двух значений) \*

$$P_{\text{пр}} = 1,25P \times \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа, или} \quad (6)$$

$$P_{\text{пр}} = 1,43P, \quad (7)$$

где:  $P$  – расчётное давление трубопровода, МПа;

$P_{\text{пр}}$  – пробное давление, МПа;

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

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

Отношение  $\frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]_t}$  принимается меньшее для материалов всех элементов трубопровода, работающих под давлением, за исключением болтов (шпилек).

13.2.2 В случае если для обеспечения условий прочности и герметичности при испытаниях возникает необходимость увеличения диаметра, количества или замены материала болтов (шпилек) фланцевых соединений, допускается уменьшить пробное давление до максимальной величины, при которой при проведении испытаний обеспечиваются условия прочности и герметичности болтов (шпилек) без увеличения их диаметра, количества или замены материала.

13.2.3 Во всех случаях величина пробного давления должна приниматься такой, чтобы максимальные напряжения в стенке трубопровода при пробном давлении не превышали 90 % предела текучести материала при температуре испытания.

\* При наличии на трубопроводе арматуры из серого чугуна пробное давление не должно превышать величину 0,4 МПа.

13.2.4 Величину пробного давления на прочность для вакуумных трубопроводов и трубопроводов без избыточного давления для токсичных и взрывопожароопасных сред следует принимать равной 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>).

13.2.5 В случае если трубопровод и его элементы работают в диапазоне температур ползучести и допустимое напряжение для материалов трубопроводов и его элементов при расчетной температуре  $[\sigma]_t$  определяется на базе предела длительной прочности или предела ползучести, допускается в формуле (6) вместо  $[\sigma]_t$  использовать величину допустимого напряжения при расчетной температуре  $[\sigma]_m$ , полученную только на базе не зависящих от времени характеристик: предела текучести и временного сопротивления, без учета ползучести и длительной прочности [3].

13.2.6 Давление в трубопроводе при испытании должно увеличиваться до значения приблизительно 50 % от установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизительно по 10 % от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система должна поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление необходимо уменьшить до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами сварные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Во время этого осмотра на трубопроводе не должны быть обнаружены следы пластической деформации.

Продолжительность испытания на плотность определяется временем осмотра трубопровода и проверки герметичности разъемных соединений.

После окончания гидравлического испытания все воздушники на трубопроводе должны быть открыты и трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие дренажи.

13.2.7 Арматура должна подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением в соответствии с ГОСТ 356.

13.2.8 При заполнении трубопровода водой воздух должен быть удален полностью. Давление в испытываемом трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана:

- для испытания трубопровода на заводе-изготовителе в технической документации;
- для испытания трубопровода в процессе монтажа в инструкции производителя работ.

13.2.9 Использование сжатого воздуха или другого газа для подъема давления не допускается.

13.2.10 При испытании не допускается обстукивание стальных трубопроводов.

13.2.11 Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло разрывов, видимых деформаций, падения давления по манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

13.2.12 Одновременное гидравлическое испытание нескольких трубопроводов, смонтированных на общих несущих строительных конструкциях или эстакаде, допускается только в том случае, если это разрешено проектом.

### **13.3 Пневматическое испытание на прочность и плотность**

13.3.1 Пневматическое испытание на прочность проводится для трубопроводов на  $PN$  100 МПа (10 МПа) и ниже с учетом требований пункта 13.1.12, если давление в трубопроводе выше, с учетом требований пункта 13.1.13.

13.3.2 Величина испытательного давления принимается в соответствии с пунктом 13.2.2 при условии принятия мер по защите персонала и окружающего оборудования согласно пунктам 13.3.5., 13.3.7, 13.3.8 и 13.3.10.

13.3.3 В случае если испытания не были проведены согласно пункту 13.3.2 или они невозможны, давление пневмоиспытания должно составлять 110 % от максимально допустимого давления.

13.3.4 Пневматическое испытание должно проводиться воздухом или инертным газом и только в светлое время суток.

13.3.5 Особое внимание необходимо уделить таким факторам, как:

а) расположение трубопроводной системы относительно других зданий, транспортных дорог и участков, открытых для людей и всего другого оборудования и конструкций;

б) поддержание во время испытаний самых строгих существующих мер безопасности и гарантий, что только персонал, участвующий в испытаниях, имеет доступ к участку испытаний, и район, непосредственно прилегающий к зоне испытаний, должен быть закрыт и обеспечен предупреждающими знаками, применяемыми для опасных и вредных зон;

в) перед пневмоиспытанием проведение неразрушающего контроля в объеме 100 % продольных швов. Необходимо выполнить также ультразвуковой кон-

троль в объеме не менее 10 % для всех кольцевых швов, включая все стыковые соединения рассматриваемого трубопровода;

г) температура испытания должна быть не менее, чем на 25°С выше температуры хрупкого излома материалов трубопровода.

13.3.6 При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления следует производить плавно со скоростью, равной 5 % от  $P_{пр}$  в мин., но не более 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) в минуту, с периодическим осмотром трубопровода на следующих этапах:

- при расчетном давлении до 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) осмотр производится при давлении, равном 0,6 пробного давления и при рабочем давлении;
- при расчетном давлении выше 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) осмотр производится при давлении, равном 0,3 и 0,6 пробного давления и при рабочем давлении.

Во время осмотра подъем давления должен прекращаться. При осмотре обстукивание трубопровода, находящегося под давлением, запрещается.

Места утечки определяются по звуку просачивающегося воздуха, а также по пузырям при покрытии сварных швов, фланцевых и других соединений мыльной эмульсией и другими методами.

Дефекты устраняются только при снижении избыточного давления до нуля и отключении компрессора.

13.3.7 На время проведения пневматических испытаний на прочность как внутри помещений, так и снаружи должна устанавливаться охраняемая (охранная) зона. Минимальное расстояние зоны должно составлять не менее 25 м при наземной прокладке трубопровода и не менее 10 м при подземной. Границы охранной зоны должны отмечаться флажками.

13.3.8 Во время подъема давления в трубопроводе и при достижении в нем испытательного давления на прочность пребывание людей в охранной зоне запрещается.

Окончательный осмотр трубопровода разрешается лишь после того, как испытательное давление будет снижено по истечении 10 минут до расчетного. Осмотр должен производиться специально выделенными для этой цели и проинструктированными лицами. Находиться в охранной зоне кому-либо, кроме этих лиц, запрещается.

13.3.9 Компрессор и манометры, используемые при проведении пневматического испытания трубопроводов, должны располагаться вне охранной зоны.

13.3.10 Для наблюдения за охранной зоной устанавливаются специальные посты. Число постов для наружных трубопроводов определяется из расчета один

пост на 200 м длины трубопровода. В остальных случаях число постов определяются исходя из местных условий с тем, чтобы охрана зоны была надежно обеспечена.

### **13.4 Промывка и продувка трубопровода**

13.4.1 Трубопроводы должны промываться или продуваться в соответствии с указаниями проекта.

Промывка может осуществляться водой, маслом, химическими реагентами и др.

Продувка может осуществляться сжатым воздухом, паром или инертным газом.

Промывка, продувка трубопроводов должна осуществляться по специально разработанной схеме.

При проведении промывки (продувки) в зимнее время должны приниматься меры против промерзания трубопроводов. О проведении промывки и продувки составляется акт.

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

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

13.4.3 Продувка трубопроводов должна производиться под давлением, равным рабочему, но не более 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>). Продувка трубопроводов, работающих под избыточным давлением до 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>) или вакуумом, должна производиться под давлением не более 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>).

13.4.4 Продолжительность продувки, если нет специальных указаний в проекте, должна составлять не менее 10 мин.

### **13.5 Дополнительные испытания на герметичность**

13.5.1 Трубопроводы, содержащие группы сред А, Б (а), Б (б), а также вакуумные трубопроводы, помимо обычных испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному пневматическому испытанию на герметичность с определением падения давления во время испытания.

Необходимость проведения дополнительных испытаний на герметичность других трубопроводов устанавливается проектом.

Трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического оборудования, следует испытывать совместно с этим оборудованием.



13.5.2 Дополнительное испытание на герметичность проводится воздухом или инертным газом после проведения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки.

13.5.3 Дополнительное испытание на герметичность проводится давлением, равным рабочему, а для вакуумных трубопроводов давлением 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>).

13.5.4 Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 часов для строящихся межцеховых, внутрицеховых и межзаводских трубопроводов и указываться в проектной документации для каждого трубопровода, подлежащего испытанию.

При периодических испытаниях, а также после ремонта, связанного со сваркой и разборкой трубопровода, продолжительность испытания устанавливается администрацией предприятия, но должна быть не менее 4 часов.

13.5.5 Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % за час для трубопроводов группы А и вакуумных и 0,2 % за час для трубопроводов группы Б (а), Б (б).

Скорость падения давления для трубопроводов, транспортирующих вещества других групп, устанавливается проектом.

Указанные нормы относятся к трубопроводам внутренним диаметром до 250 мм включительно.

При испытании трубопроводов больших диаметров нормы падения давления в них определяются умножением приведенных величин, указанных ниже (10), на поправочный коэффициент, рассчитываемый по формуле (8)

$$K = \frac{250}{D_{вн}}, \quad (8)$$

где  $D_{вн}$  - внутренний диаметр испытываемого трубопровода, мм.

Если испытываемый трубопровод состоит из участков различных диаметров, средний внутренний диаметр его определяется по формуле (9)

$$D_{ср} = \frac{(D_1^2 \times L_1 + D_2^2 \times L_2 + \dots + D_n^2 \times L_n)}{(D_1 \times L_1 + D_2 \times L_2 + \dots + D_n \times L_n)}, \quad (9)$$

где  $D_1, D_2, D_n$  - внутренний диаметр участков, м;

$L_1, L_2, L_n$  - длина участков трубопровода, соответствующая указанным диаметрам, м.

Падение давления в трубопроводе во время испытания его на герметичность определяется по формуле (10)

$$\Delta P = \left( 1 - \frac{P_{\text{кон}} \times T_{\text{нач}}}{P_{\text{нач}} \times T_{\text{кон}}} \right) \times 100, \quad (10)$$

где  $\Delta P$  - падение давления, % от испытательного давления;

$P_{\text{кон}}, P_{\text{нач}}$  - сумма манометрического и барометрического давления в конце и начале испытания, МПа;

$T_{\text{нач}}, T_{\text{кон}}$  - температура в трубопроводе в начале и конце испытания, К.

Давление и температуру в трубопроводе определяют как среднее арифметическое показаний манометров и термометров, установленных на нем во время испытаний.

13.5.6 Испытание на герметичность с определением падения давления можно производить только после выравнивания температур в трубопроводе. Для наблюдения за температурой в трубопроводе в начале и в конце испытываемого участка следует устанавливать термометры.

13.5.7 После окончания дополнительного испытания на герметичность по каждому трубопроводу составляется акт.

### **13.6 Сдача – приемка смонтированных трубопроводов**

13.6.1 Сдача - приемка трубопроводов после монтажа должна осуществляться в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

13.6.2 Монтажная организация до начала пусконаладочных работ должна передать владельцу трубопровода "Свидетельство о монтаже" (приложение П).

Исполнительный чертеж участка, прилагаемый к свидетельству, выполняется в аксонометрическом изображении в границах присоединения к оборудованию или запорной арматуре. Он должен содержать нумерацию элементов трубопровода и нумерацию сварных соединений (раздельно обозначают сварные соединения, выполняемые при монтаже и на предприятии-изготовителе). Для трубопроводов, подлежащих изоляции или прокладываемых в непроходных каналах, указывается расстояние между сварными соединениями. Нумерация сварных соединений на исполнительном чертеже и на всех формах, входящих в состав "Свидетельства о монтаже", должна быть единой. Для трубопроводов с номинальным давлением  $PN 100$  (10 МПа) и более нумеруются также разъёмные соединения.

К исполнительному чертежу прикладывается спецификация на детали и изделия, применяемые при изготовлении и монтаже трубопровода.

13.6.3 Составляется опись сопроводительных документов предприятия-изготовителя сборочных единиц, изделий и материалов, применяемых при монтаже трубопровода и входящих в состав "Свидетельства о монтаже".

13.6.4 Комплектовать "Свидетельство о монтаже" участков трубопроводов следует на технологический блок или технологический узел, указанный в рабочей документации.

## **14 Требования к эксплуатации трубопроводов**

### **14.1 Обслуживание**

14.1.1 Лица, осуществляющие на предприятии надзор за трубопроводами, а также лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, должны назначаться из числа лиц, имеющих соответствующую квалификацию и практический опыт работы, прошедших обучение и аттестацию.

14.1.2 На трубопроводы всех категорий составляется паспорт установленного образца (приложение М).

Перечень документов, прилагаемых к паспорту, должен соответствовать требованиям раздела 14.4.

14.1.3 В паспорт трубопровода необходимо вносить дату проведенных ревизий и данные о ремонтах.

14.1.4 На трубопроводах из углеродистой и кремнемарганцовистой стали с рабочей температурой 400 °С и выше, а также трубопроводах из хромомолибденовой (рабочая температура 500 °С и выше) и из высоколегированной аустенитной стали (рабочая температура 550 °С и выше) должно осуществляться наблюдение за ростом остаточной деформации.

### **14.2 Надзор во время эксплуатации**

14.2.1 В период эксплуатации трубопроводов одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является постоянное и тщательное наблюдение за состоянием трубопроводов и их деталей (сварных швов, разъемных соединений, включая крепеж, прокладки), антикоррозионной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций подвесок и т.д. Результаты осмотров должны фиксироваться в вахтенном журнале не реже одного раза в смену.

14.2.2 Технологические трубопроводы, работающие в водородсодержащих средах, необходимо периодически обследовать с целью оценки их технического состояния в соответствии с НД.

14.2.3 При периодическом обследовании необходимо проверять:

- техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и при необходимости неразрушающим контролем в местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных сечений и т.п.;
- устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мер по безопасной эксплуатации трубопроводов;
- полноту и порядок ведения технической документации по эксплуатации и ремонту трубопроводов.

Результаты периодического обследования трубопроводов оформляются актом.

14.2.4 Трубопроводы, подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для этих трубопроводов в период эксплуатации должны тщательно осматриваться с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации.

Сроки осмотров в зависимости от конкретных условий и состояния трубопроводов устанавливаются технической администрацией предприятия, но не реже одного раза в 3 месяца.

Максимально допустимая амплитуда вибрации технологических трубопроводов принимается в соответствии с 10.7.1.

14.2.5 Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, при периодических обследованиях можно производить без снятия изоляции. Однако если состояние стенок или сварных швов трубопроводов вызывает сомнение, то должно быть проведено частичное или полное удаление изоляции.

14.2.6 Наружный осмотр трубопроводов, уложенных в непроходных каналах или в земле, должен производиться путем вскрытия на отдельных участках длиной не менее 2 м. Число участков, в зависимости от условий эксплуатации, устанавливается лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию.

14.2.7 Если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в трубопроводе должно быть снижено до атмосферного, температура горячих трубопроводов до плюс 60°С, с соблюдением необходимых мер по технике безопасности.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, трубопровод должен быть остановлен, подготовлен к проведению ремонтных работ в соответствии с действующими инструкциями.

14.2.8 При наружном осмотре должно быть проверено состояние:

- изоляции и покрытий;

- сварных швов;
- фланцевых, муфтовых и других соединений;
- опор;
- компенсирующих устройств;
- дренажных устройств;
- арматуры и ее уплотнений;
- реперов для замера остаточной деформации;
- сварных тройниковых соединений, гибов и отводов.

Одновременно проверяется вибрация трубопровода.

### **14.3 Ревизия трубопроводов**

14.3.1 Основанием для контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия (освидетельствование), которая проводится службой технического надзора предприятия совместно с механиками, начальниками установок (производств) и лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Результаты ревизии служат основанием для оценки состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

14.3.2 Как правило, ревизия трубопроводов должна быть приурочена к планово-предупредительному ремонту отдельных агрегатов, установок или цехов.

14.3.3 Сроки проведения ревизии трубопроводов на давление до 10 МПа устанавливаются предприятием-владельцем в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, опыта эксплуатации, результатов предыдущего наружного осмотра и ревизии. Сроки должны обеспечивать безопасную, безаварийную эксплуатацию трубопровода в период между ревизиями и не должны быть реже указанных в таблице К.1 приложения К (если нет других указаний в паспортной или иной документации).

14.3.4 Для трубопроводов высокого давления (свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)) установлены следующие виды ревизии: выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливаются администрацией предприятия в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года.

14.3.5 Продление срока ревизии трубопроводов при производственной необходимости может определяться предприятием-владельцем с учетом результатов предыдущей ревизии и технического состояния трубопроводов.

14.3.6 При проведении ревизии особое внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный

износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким могут быть отнесены участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно неработающие участки).

14.3.7 Приступать к ревизии следует только после выполнения необходимых подготовительных работ, предусмотренных действующими инструкциями по организации и безопасному производству ремонтных работ.

14.3.8 При ревизии трубопроводов необходимо:

а) провести наружный осмотр трубопровода согласно требованиям пункта 14.2.7;

б) измерить толщину стенки трубопровода приборами неразрушающего контроля.

Толщину стенок измеряют на участках, работающих в наиболее сложных условиях (коленах, тройниках, врезках, местах сужения трубопровода, перед арматурой и после нее, местах скопления влаги и продуктов, вызывающих коррозию, застойных зонах, дренажах), а также на прямых участках внутриустановочных, внутрицеховых и межцеховых трубопроводов.

При этом на прямых участках внутриустановочных трубопроводов длиной 20 м и менее и межцеховых трубопроводов длиной 100 м и менее должен быть выполнен замер толщины стенки не менее чем в трех местах.

Во всех случаях контроль толщины стенки в каждом месте должен производиться в 3 - 4 точках по периметру, а на отводах не менее чем в 4 - 6 точках по выпуклой, вогнутой и нейтральной частям.

Следует обеспечить правильность и точность выполнения замеров, исключить влияние на них инородных тел (заусенцев, кокса, продуктов коррозии и т.п.).

Результаты замеров фиксируются в паспорте трубопровода.

Примечания

1. Вопрос о частичном или полном удалении изоляции при ревизии трубопроводов решает лицо, осуществляющее надзор за эксплуатацией трубопроводов.

2. На трубопроводах, выполненных из сталей аустенитного класса (08X18H10T, 12X18H10T и т. п.), работающих в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, сквозные засверловки не допускаются.

в) провести ревизию воротников фланцев внутренним осмотром (при разборке трубопровода), либо измерением толщины неразрушающими методами контроля. Число фланцев, подвергаемых ревизии, устанавливает лицо, осуществляющее надзор за эксплуатацией трубопроводов;

г) провести радиографический или ультразвуковой контроль сварных стыков, если качество их при ревизии вызвало сомнение;

д) проверить механические свойства металла труб, работающих при высоких температурах и в водородсодержащих средах, если это предусмотрено действующими НД или проектом. Вопрос о механических испытаниях решает служба технического надзора предприятия;

е) измерить на участках трубопроводов деформацию по состоянию на время проведения ревизии согласно требованиям пункта 14.1.4;

ж) разобрать (выборочно, по указанию представителя технадзора) резьбовые соединения на трубопроводе, осмотреть их и измерить резьбовыми калибрами;

з) проверить состояние и правильность работы опор, крепежных деталей и, выборочно, прокладок;

и) испытать трубопровод в соответствии с настоящим стандартом.

14.3.9 При неудовлетворительных результатах ревизии необходимо определить границу дефектного участка трубопровода (осмотреть внутреннюю поверхность, измерить толщину и т.п.) и выполнить более частые замеры толщины стенки всего трубопровода.

При неудовлетворительных результатах ревизии должны быть проверены еще два аналогичных участка, из которых один должен быть продолжением ревизуемого участка, а второй – аналогичным ревизуемому участку.

14.3.10 Объем выборочной ревизии трубопроводов высокого давления и трубопроводов I и II категории должен быть:

- не менее двух участков каждого блока установки независимо от температуры;
- не менее одного участка каждого общецехового коллектора или межцехового трубопровода независимо от температуры среды.

Под коллектором понимается трубопровод, объединяющий ряд параллельно работающих блоков.

14.3.11 Если при ревизии трубопровода будет обнаружено, что первоначальная толщина уменьшилась под воздействием коррозии или эрозии, возможность работы должна быть подтверждена расчетом на прочность.

14.3.12 При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков трубопроводов высокого давления должна быть проведена полная ревизия этого трубопровода, а также участков трубопроводов, работаю-

щих в аналогичных условиях, с разборкой до 30 % каждого из указанных трубопроводов или менее при соответствующем техническом обосновании.

14.3.13 При неудовлетворительных результатах генеральной выборочной ревизии администрация предприятия назначает полную ревизию трубопровода.

14.3.14 При полной ревизии разбирается весь трубопровод полностью, проверяется состояние труб и деталей, а также арматуры, установленной на трубопроводе. Сроки и обязательность полной ревизии трубопроводов настоящим стандартом не регламентируются.

14.3.15 Все трубопроводы и их участки, подвергавшиеся в процессе ревизии разборке, резке и сварке, после сборки подлежат испытанию на прочность и плотность.

При разборке единичных фланцевых соединений, связанной с заменой прокладок, арматуры или отдельных элементов (тройник, катушка и т.п.), допускается проводить испытание только на плотность. При этом вновь устанавливаемые арматура или элемент трубопровода должны быть предварительно испытаны на прочность пробным давлением.

14.3.16 После проведения ревизии составляются акты, к которым прилагаются все протоколы и заключения о проведенных исследованиях. Результаты ревизии заносятся в паспорт трубопровода. Акты и остальные документы прилагаются к паспорту.

14.3.17 После истечения назначенного проектом расчетного срока службы трубопровод должен быть подвергнут экспертизе промышленной безопасности с целью установления возможности и срока дальнейшей эксплуатации.

#### **14.3.18 Ревизия арматуры**

14.3.18.1 При применении арматуры с сальниками особое внимание следует обращать на набивочный материал - качество, размеры, правильность укладки в сальниковую коробку.

14.3.18.2 Для создания плотности запорную арматуру следует закрывать с нормальным усилием, указанным в эксплуатационной документации. Не допускается применять добавочные рычаги при открывании и закрывании арматуры.

14.3.18.3 Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе обратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (электро-, пневмо-, гидропривод, механический привод), как правило, производят в период ревизии трубопровода.



14.3.18.4 При ревизии арматуры, в том числе обратных клапанов, должны быть выполнены следующие работы:

- а) внешний осмотр;
- б) разборка и осмотр состояния отдельных деталей;
- в) осмотр внутренней поверхности и при необходимости контроль неразрушающими методами;
- г) притирка уплотнительных поверхностей;
- д) сборка, опробование и опрессовка на прочность и плотность.

#### **14.3.19 Контрольные засверловки**

14.3.19.1 В случаях, когда характер и закономерность коррозионного износа трубопровода не могут быть установлены методами контроля, используемыми при ревизии, для своевременной сигнализации о приближении толщины стенки к отбраковочному размеру допускается выполнять контрольные засверловки.

14.3.19.2 Необходимость в контрольных засверловках определяется службой технического надзора предприятия для каждого конкретного случая с учетом ограничений, изложенных в 14.3.19.3.

14.3.19.3 Глубина контрольных засверловок должна быть равна расчетной толщине плюс  $P \times C$  (где  $P$  - половина периода между очередными ревизиями, в годах,  $C$  - фактическая скорость коррозии трубопровода, мм/год).

14.3.19.4 Трубопроводы, по которым транспортируются вещества группы А(а), А(б), газы всех групп, трубопроводы, работающие под вакуумом и давлением свыше  $PN 10$  (1 МПа), трубопроводы в блоках I категории взрывоопасности, а также трубопроводы, выполненные из хромоникелевых сталей типа 18-8 и работающие в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, контрольным засверловкам не подвергают. В этих случаях должен быть усилен контроль за состоянием толщины стенок трубопровода путем замера ультразвуковым толщиномером.

14.3.19.5 Отверстия при контрольных засверловках следует располагать в местах поворотов, сужений, врезок, застойных зонах, а также в тройниках, дренажных отводах, перед запорной арматурой и после нее и т.п.

14.3.19.6 Отверстия контрольных засверловок на отводах и полуотводах должны быть расположены преимущественно по наружному радиусугиба из расчета одно отверстие на 0,2 м длины, но не менее одного отверстия на отвод или секцию сварного отвода.

14.3.19.7 Места расположения контрольных засверловок на трубопроводе должны быть четко обозначены.

14.3.19.8 Пропуск контрольного отверстия на трубопроводе свидетельствует о приближении толщины стенки к отбраковочному размеру, поэтому такой трубопровод необходимо подвергнуть внеочередной ревизии.

#### 14.3.20 Периодическое испытание трубопроводов

14.3.20.1 Надежность трубопроводов проверяется путем периодических испытаний на прочность и плотность согласно требованиям раздела 13 настоящего стандарта.

При проведении испытания на прочность и плотность допускается применение акустико-эмиссионного контроля.

14.3.20.2 Периодичность испытания трубопроводов на прочность и плотность приурочивают к времени проведения ревизии трубопровода.

Сроки проведения испытания для трубопроводов должны быть равны удвоенной периодичности проведения ревизии, принятой согласно требованиям пункта 14.3.3 и приложения К для данного трубопровода, но не реже одного раза в 8 лет.

Сроки проведения испытания для трубопроводов с давлением свыше  $PN 100$  (10 МПа) (не реже):

- для трубопроводов с температурой до 200 °С один раз в 8 лет;
- для трубопроводов с температурой свыше 200 °С один раз в 4 года.

14.3.20.3 Испытательное давление и порядок проведения испытания должны соответствовать требованиям раздела 14 настоящего стандарта с записью результатов в паспорт трубопровода.

#### 14.3.21 Нормы отбраковки

14.3.21.1 Трубы, детали трубопроводов, арматура, в том числе литая (корпуса задвижек, вентили, клапаны и т.п.) подлежат отбраковке:

если расчетная толщина стенки (без учета прибавки на коррозию) оказалась меньше величины, указанной в таблице, то отбраковочная толщина принимается по таблице 14.1 или 14.2.

Таблица 14.1 – Отбраковочные толщины для труб и деталей трубопроводов

Наружный диаметр, DN	≤25	≤57	≤108 (≤114)	≤219	≤325	≤377	≥426
Наименьшая допустимая толщина стенки, мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Таблица 14.2 – Отбраковочные толщины для задвижек, арматуры и литых деталей

Номинальный диаметр, мм	80	100	125	150	200
Наименьшая допустимая толщина стенки, мм	4,0	5,0	5,5	6,0	6,5

Примечание – Допускается отступление от этих норм в технически обоснованных случаях.

Отбраковочная толщина стенки элементов трубопровода должна указываться в проектной документации. Трубы и детали трубопроводов отбраковываются, если:

- при ревизии на поверхности были обнаружены трещины, отслоения, деформации (гофры, вмятины, вздутия и т.п.);
- в результате воздействия среды за время работы до очередной ревизии толщина стенки выйдет за пределы отбраковочных размеров, определяемых расчетом на прочность;
- изменились механические свойства металла и требуется их отбраковка в соответствии с действующими нормативно-техническими документами и настоящим стандартом;
- при исследовании сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению;
- размеры резьбовых соединений вышли из поля допусков или на резьбе имеются срывы витков, трещины, коррозионный износ;
- трубопровод не выдержал гидравлического или пневматического испытания;
- уплотнительные элементы арматуры изнашивались настолько, что не обеспечивают ведение технологического процесса, а отремонтировать или заменить их невозможно.

#### 14.3.21.2 Фланцы отбраковываются при:

- неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей;
- наличии трещин, раковин и других дефектов;
- деформации фланцев;
- уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы;
- срыве, смятии и износе резьбы в резьбовых фланцах высокого давления, а также при наличии люфта в резьбе, превышающего допустимый по действующим

щим НД. Линзы и прокладки овального сечения отбраковываются при наличии трещин, забоин, сколов, смятин уплотнительных поверхностей, деформации.

14.3.21.3 Крепежные детали отбраковываются:

- при появлении трещин, срыва или коррозионного износа резьбы;
- в случаях изгиба болтов и шпилек;
- при остаточной деформации, приводящей к изменению профиля резьбы;
- в случае износа боковых граней головок болтов и гаек;
- в случае снижения механических свойств металла ниже допустимого

уровня.

14.3.21.4 Сильфонные и линзовые компенсаторы отбраковываются в следующих случаях:

- толщина стенки сильфона или линзы достигла расчетной величины, указанной в паспорте компенсатора;
- толщина стенки сильфона достигла 0,5 мм в случаях, когда расчетная толщина сильфона имеет более низкие значения;
- при наработке компенсаторами расчетного количества циклов, указанного в документации, и если они эксплуатируются на пожаровзрывоопасных и токсичных средах;

14.3.21.5 Нормы отбраковки должны указываться в проектной документации на конкретный объект.

#### **14.4 Техническая документация**

На технологические трубопроводы ведется следующая техническая документация:

а) перечень технологических трубопроводов;

б) паспорт трубопровода (приложение М). К нему прилагаются:

1) схема трубопровода с указанием категории, исходной и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков, контрольных засверловок (если они имеются) и их нумерации;

2) акты ревизии и отбраковки элементов трубопровода;

3) удостоверение о качестве ремонтов трубопровода. Первичные документы, в том числе журнал сварочных работ на ремонт трубопровода, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков, хранятся в организации, выполнившей работу, и предъявляются для проверки по требованию службы технического надзора;

- 4) документация по контролю металла трубопровода, работающего в водородсодержащих средах;
- в) акты периодического наружного осмотра трубопровода;
  - г) акт испытания трубопровода на прочность и плотность;
  - д) акты на ревизию, ремонт и испытание арматуры;
  - е) эксплуатационный журнал трубопровода (ведется для трубопроводов, на которые не составляются паспорта);
  - ж) журнал установки-снятия заглушек;
  - з) журнал термической обработки сварных соединений;
  - и) заключение о качестве сварных стыков;
  - к) заключение о техническом состоянии арматуры;
  - л) заключение о техническом состоянии разъемных соединений.

## **15 Подземные трубопроводы**

15.1 На подземные трубопроводы распространяются все положения, касающиеся классификации трубопроводов, выбора типов и материалов труб, деталей технологических трубопроводов и арматуры, эксплуатации, ревизии, сроков ее проведения, отбраковки, ремонта, испытания, ведения технической документации и т.д.

15.2 Для ревизии подземных трубопроводов производят вскрытие и выемку грунта на отдельных участках длиной не менее 2 м каждый с последующим снятием изоляции, осмотром антикоррозионной и протекторной защиты, осмотром трубопровода, измерением толщины стенок, а при необходимости по усмотрению представителей технического надзора с вырезкой отдельных участков.

Число участков, подлежащих вскрытию для ревизии, в зависимости от условий эксплуатации трубопровода устанавливает технадзор предприятия, исходя из следующих условий:

- при контроле сплошности изоляции трубопровода с помощью приборов вскрытие производится в местах выявленных повреждений изоляции;
- при отсутствии на предприятии средств инструментального контроля подземных трубопроводов вскрытие производится из расчета один участок на длину трубопровода не более 250 м.

15.3 При проведении ремонтно-монтажных работ на подземных трубопроводах должен быть установлен контроль за выполнением требований проекта в отношении компенсации температурных деформаций, качества применяемых ма-

ГОСТ

*(ПРОЕКТ, RU, Первая редакция)*

териалов, сварных швов, антикоррозионного покрытия и своевременного составления всей необходимой документации по этапам проводимых работ.

15.4 Стальные подземные технологические трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами.

**Приложение А**  
**(обязательное)**

**Выбор материалов трубопроводов в зависимости от параметров**  
**транспортируемой среды**

Таблица А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или технические ус- ловия	Технические требования на трубы (стандарт или технические условия)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или технические ус- ловия)	Транспортируемая среда (см. обозна- чения табл.5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при на- пряжении в стен- ке от внутренне- го давления [σ], °С	
								более 0,35·[σ]	не бо- лее 0,35·[σ]
<b>Бесшовные трубы</b>									
10, 20 ГОСТ 1050–88	ГОСТ 550–75 группы А, Б	10–300	ГОСТ 550	Все среды	≤32	475	≤12 >12	минус 40 минус 30	минус 40 минус 40
	ГОСТ 8731–74, ГОСТ Р 53383– 2009 группа В, кроме изготов- ленных из слитка	50–400	ГОСТ 8731–74, ГОСТ Р 53383– 2009 с гарантией гидроиспытания	Все среды	≤5	475	≤12 >12	минус 40 минус 30	минус 40 минус 40
		50–400	ГОСТ 8731–74, ГОСТ Р 53383– 2009 с гарантией гидроиспытания	Среды группы В, кроме пара и горя- чей воды	≤5	450	≤12 >12	минус 40 минус 30	минус 40 минус 40

Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или технические ус- ловия	Технические требования на трубы (стандарт или технические условия)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или технические ус- ловия)	Транспортируемая среда (см. обозна- чения табл.5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напря- жении в стенке от внутреннего дав- ления $[\sigma]$ , °С	
								более 0,35· $[\sigma]$	не бо- лее 0,35· $[\sigma]$
10, 20 ГОСТ 1050–88	ГОСТ 8733–74, ГОСТ Р 54157– 2010 группа В	10–150	ГОСТ 8733–74, ГОСТ Р 54157– 2010	Все среды с гаран- тией гидроиспыта- ния	≤32	475	≤6	минус 30	минус 40
	ТУ 14-3-826-79	20–50	ТУ 14-3-826-79	Все среды	≤32	475	≤12	минус 30	минус 40
	ТУ 14-3-1486-87	300, 350, 400	ТУ 14-3-1486-87	Все среды	≤32)	475	–	минус 40	минус 40
	ТУ 14-3-587-77	500	ТУ 14-3-587-77	Все среды	≤32	475	≤12 >12	минус 40 минус 30	минус 40 минус 40
	ТУ 14-3Р-55- 2001	50–400	ТУ 14-3Р-55- 2001	Все среды	≤32	475	–	минус 30	минус 40
	ТУ 14-3-1577-88	50–400	ТУ 14-3-1577-88	Все среды	≤32	475	–	минус 40	минус 40
	ТУ 14-3-1128- 2000 ТУ 14-3Р-1128- 2007	50–400	ТУ 14-3-1128- 2000 ТУ 14-3Р-1128- 2007	Все среды	≤32	475	≤12 >12	минус 40 минус 30	минус 60 минус 40
10Г2 ГОСТ 4543	ГОСТ 550–75 группы А, Б	10–300	ГОСТ 550–75	Все среды	≤32	475	<12 ≥12	минус 60 минус 40	минус 70 минус 60



Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или технические условия	Технические требования на трубы (стандарт или технические условия)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или технические условия)	Транспортируемая среда (см. обозначения табл.5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления $[\sigma]$ , °С	
								более $0,35 \cdot [\sigma]$	не более $0,35 \cdot [\sigma]$
	ГОСТ 8731–74, ГОСТ Р 53383–2009 группа В, кроме изготовленных из слитка	50–400	ГОСТ 8731–74, ГОСТ Р 53383–2009 с гарантией гидроиспытания	Все среды	$\leq 10$	475	–	минус 40	минус 60
	ГОСТ 8733–74, ГОСТ Р 54157–2010 группа В	10–50	ГОСТ 8733–74, ГОСТ Р 54157–2010 с гарантией гидроиспытания	Все среды	$\leq 10$	475	$\leq 6$	минус 40	минус 60
	ТУ 14-3-826-79	20–50	ТУ 14-3-826-79	Все среды	$\leq 10$	475	$\leq 6$	минус 40	минус 60
10Г2 ТУ 14-3-1577–88	ТУ 14-3-1577-88	50–350	ТУ 14-3-1577-88	Все среды	$\leq 10$	475	$\leq 6$ >6	минус 70 минус 40	минус 70 минус 60
09Г2С, 10Г2 ГОСТ 19281	ТУ 14-3-1128-2000 ТУ 14-3Р-1128-2007	50–350	ТУ 14-3-1128–2000 ТУ 14-3Р-1128-2007	Все среды	$\leq 63$	475	–	минус 60	минус 70
15ХМ ТУ 14-3Р-55–2001	ТУ 14-3Р-55–2001	50–400	ТУ 14-3Р-55-2001	Все среды	$\leq 40$	560	–	*) >0	минус 40

Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или технические ус- ловия	Технические требования на трубы (стандарт или технические условия)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или технические ус- ловия)	Транспортируемая среда (см. обозна- чения табл.5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максималь- ное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщи- на стен- ки тру- бы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напря- жении в стенке от внутреннего дав- ления $[\sigma]$ , °С	
								более 0,35· $[\sigma]$	не бо- лее 0,35· $[\sigma]$
12Х1МФ, 15Х1М1Ф ГОСТ 20072	ТУ 14-3Р-55– 2001	50–400	ТУ 14-3Р-55- 2001	Все среды	≤63	570	–	*) >0	минус 40
15Х5М, 15Х5М-У ГОСТ 20072	ГОСТ 550–75 группы А, Б	20–400	ГОСТ 550–75	Все среды	≤40	650	–	*) >0	минус 40
15Х5М-У ГОСТ 20072	ТУ 14-3Р-62– 2002	350, 450, 500	ТУ 14-3Р-62- 2002	Все среды	≤40	650	–	*) >0	минус 40
20ЮЧ ТУ 14-3-1652– 89, ТУ 14-3-1745– 90, ТУ 14-3-1600– 89, ТУ 14-3Р-54- 2001	ТУ 14-3-1652–89 ТУ 14-3-1745–90 ТУ 14-3-1600–89 ТУ 14-3Р-54– 2001	20–400	ТУ 14-3-1652-89 ТУ 14-3-1745-90 ТУ 14-3-1600-89 ТУ 14-3Р-54- 2001	Все среды	≤10	450	–	минус 40	минус 40
10Х2М1 ГОСТ 550	ГОСТ 550–75 группы А, Б	50–300	ГОСТ 550–75	Все среды	≤40	600	–	*) >0	минус 40
13Х9М ТУ 14-3-457–76	ТУ 14-3-457–76	50–300	ТУ 14-3-457-76	Все среды	≤40	650	–	*) >0	минус 40
15ГС ТУ 14-3Р-55– 2001	ТУ 14-3Р-55– 2001	–	ТУ 14-3Р-55- 2001	Все среды	≤63	475	–	минус 40	минус 40

Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или технические ус- ловия	Технические требования на трубы (стандарт или технические условия)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или технические ус- ловия)	Транспортируемая среда (см. обозна- чения табл.5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Макси- мальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напря- жении в стенке от внутреннего дав- ления [ $\sigma$ ], °С	
								более 0,35·[ $\sigma$ ]	не бо- лее 0,35·[ $\sigma$ ]
14ХГС ТУ 14-3-433-78 ТУ 14-3-251-74	ТУ 14-3-433-78 ТУ 14-3-251-74	–	ТУ 14-3-433-78 ТУ 14-3-251-74	Все среды	≤63	400	–	минус 50	минус 50
30ХМА ТУ 14-3-433-78 ТУ 14-3-251-74	ТУ 14-3-433-78 ТУ 14-3-251-74	–	ТУ 14-3-433-78 ТУ 14-3-251-74	Все среды	≤80	475	–	минус 50	минус 50
20Х2МА ТУ 14-3-433-78	ТУ 14-3-433-78	–	ТУ 14-3-433-78	Все среды	≤80	400	–	*) >0	минус 40
18Х3МФ ТУ 14-3-251-74	ТУ 14-3-251-74	–	ТУ 14-3-251-74	Все среды	≤80	475	–	*) >0	минус 50
20Х3МВФ ТУ 14-3-251-74	ТУ 14-3-251-74	–	ТУ 14-3-251-74	Все среды	≤80	510	–	*) >0	минус 50
08Х18Н10Т ГОСТ 5632	ГОСТ 9940 ГОСТ 9941	50–300 10–200	ГОСТ 9940 ГОСТ 9941	Все среды	≤40	700	–	минус 253	минус 253
	ТУ 14-3-218-80	10–80	ТУ 14-3-218-80	Все среды	≤40	610	–	минус 253	минус 253
08Х18Н12Т ГОСТ 5632	ТУ 14-3-743-78	350–400	ТУ 14-3-743-78	Все среды	≤40	700	–	минус 253	минус 253
12Х18Н10Т ГОСТ 5632	ГОСТ 9940 ГОСТ 9941	50–300 10–200	ГОСТ 9940 ГОСТ 9941	Все среды	≤40	700	–	минус 253	минус 253
	ТУ 14-3Р-55- 2001	10–400	ТУ 14-3Р-55- 2001	Все среды	≤40	700	–	минус 253	минус 253
03Х18Н11 ГОСТ 5632	ТУ 14-3-1401	25–80	ТУ 14-3-1401	Все среды	≤40	450	–	минус 196	минус 196

Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или технические ус- ловия	Технические требования на трубы (стандарт или технические условия)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или технические ус- ловия)	Транспортируемая среда (см. обозна- чения табл.5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напря- жении в стенке от внутреннего дав- ления $[\sigma]$ , °С	
								более 0,35· $[\sigma]$	не бо- лее 0,35· $[\sigma]$
03X17H14M3 ГОСТ 5632	ТУ 14-3-396-75 ТУ 14-3-1348-85 ТУ 14-3-1357-85	10–60 70–200	ТУ 14-3-396-75 ТУ 14-3-1348-85 ТУ 14-3-1357-85	Все среды	≤40	450	–	минус 196	минус 196
08X17H15M3Т ГОСТ 5632	ГОСТ 9940 ГОСТ 9941	50–300 10–200	ГОСТ 9940 ГОСТ 9941	Все среды	≤40	600	–	минус 196	минус 196
10X17H13M2Т ГОСТ 5632	ГОСТ 9940 ГОСТ 9941	50–300 10–200	ГОСТ 9940 ГОСТ 9941	Все среды	≤40	700	–	минус 196	минус 196
08X21H6M2Т ГОСТ 5632	ТУ 14-3-1905	70–150	ТУ 14-3-1905	Все среды	≤10	300	–	минус 40	минус 40
08X22H6Т ГОСТ 5632	ГОСТ 9940 ГОСТ 9941 ТУ 14-3-1905	50–300 10–200	ГОСТ 9940 ГОСТ 9941 ТУ 14-3-1905	Все среды	≤10	300	–	минус 40	минус 40
03ХН28МДТ ГОСТ 5632	ТУ 14-3-694 ТУ 14-3-751 ТУ 14-3-1201	25–50	ТУ 14-3-694 ТУ 14-3-751 ТУ 14-3-1201	Все среды	≤10	400	–	минус 196	минус 196
06ХН28МДТ (ЭИ–943)	ТУ 14-3-318 ТУ 14-3-763 ТУ 14-3-822	80–140	ТУ 14-3-318 ТУ 14-3-763 ТУ 14-3-822	Все среды	≤10	400	–	минус 196	минус 196
ХН32Т	ТУ 1320-003- 18648658-90		ТУ 1320-003- 18648658-90	Все среды	≤10	900	–	минус 70	минус 70
Электросварные трубы прямошовные									
Ст3сп5 ГОСТ 380	ГОСТ 10705 группа В	10–500	ГОСТ 10705	Среды групп Б, В	≤1,6	300	–	минус 20	минус 40
	ГОСТ 10706 группа В	450–1400	ГОСТ 10706	Среды группы В	≤2,5	300	≤12	минус 20	минус 40

Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или технические условия	Технические требования на трубы (стандарт или технические условия)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или технические условия)	Транспортируемая среда (см. обозначения табл.5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления $[\sigma]$ , °С	
								более $0,35 \cdot [\sigma]$	не более $0,35 \cdot [\sigma]$
				Среды группы Б, кроме СУГ	$\leq 1,6$	300	$\leq 12$	минус 20	минус 40
СтЗсп4-5 ГОСТ 380	ТУ 14-3-377-87	200–400	ТУ 14-3-377-87	Среды группы В, кроме пара и горячей воды	$\leq 1,6$	200	–	минус 20	минус 40
	ТУ 14-3-1399-95	200, 350, 400, 500	ТУ 14-3-1399-95	Все среды, кроме группы А (а) и СУГ	$\leq 1,6$	300	$\leq 10$	минус 20	минус 40
СтЗпс4 СтЗсп4 ГОСТ 380	ГОСТ 10706 группа В	400–1400	ГОСТ 10706	Среды группы Б, кроме СУГ	$\leq 1,6$	200	–	минус 20	минус 40
20 ГОСТ 1050	ГОСТ 10705 группа В	10–500	ГОСТ 10705	Среды групп А (б), Б, кроме СУГ	$\leq 2,5$	300	$\leq 12$	минус 20	минус 40
	ГОСТ 20295 тип 1	114–426	ГОСТ 20295	Среды групп Б(в), В	$\leq 2,5$	400	$\leq 10$	минус 20	минус 40
	ГОСТ 20295 тип 3	530–1420	ГОСТ 20295	Среды групп А (б), Б (а), Б (б), кроме СУГ	$\leq 2,5$	400	–	минус 20	минус 40
	ГОСТ 20295 тип 3	530–1420	ГОСТ 20295	Среды группы А (а) и СУГ	$\leq 2,5$	200	–	минус 20	минус 40
	ТУ 14-3-377-99	200–400	ТУ 14-3-377-99	Среды группы В, кроме пара и горячей воды	$\leq 2,5$	350	–	минус 20	минус 40
К52 ГОСТ 20295	ГОСТ 20295 тип 1	114–426	ГОСТ 20295	Среды групп А (б), Б (а), Б (б), кроме СУГ	$\leq 4$	400	$< 12$	минус 20	минус 40

Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или технические ус- ловия	Технические требования на трубы (стандарт или технические условия)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или технические ус- ловия)	Транспортируемая среда (см. обозна- чения табл.5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максималь- ное давление, МПа	Максималь- ная темпе- ратура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напря- жении в стенке от внутреннего дав- ления $[\sigma]$ , °С	
								более 0,35 $[\sigma]$	не более 0,35 $[\sigma]$
	ГОСТ 20295 тип 3	530–1420	ГОСТ 20295	Среды группы А (а) и СУГ	$\leq 2,5$	400	–	минус 40	минус 40
17ГС, 17Г1С ТУ 14-1-1921-76	ТУ 14-3-620-77	76, 500, 700, 800, 1000, 1200	ТУ 14-3-620-77	Среды групп Б, В, кроме СУГ	$\leq 1,6$	300	$\leq 12$	минус 40	минус 40
17Г1С-У ТУ 14-3-1138-82	ТУ 14-3-1138-82	1200	ТУ 14-3-1138-82	Все среды, кроме группы А (а) и СУГ	$\leq 2,5$	400	$\leq 12$	минус 40	минус 40
17Г1С-У ТУ 14-3-1424-86	ТУ 14-3-1424-86	1000	ТУ 14-3-1424-86	Все среды, кроме группы А (а) и СУГ	$\leq 2,5$	400	$\leq 12$	минус 40	минус 40
13Г2АФ ТУ 14-3-1424-86	ТУ 14-3-1424-86	1000	ТУ 14-3-1424-86	Все среды, кроме группы А(а) и СУГ	$\leq 2,5$	400	$\leq 12$	минус 60	минус 60
12Г2С 14ХГС ТУ 14-3-1209-86	ТУ 14-3-1209-86	600	ТУ 14-3-1209-86	Все среды, кроме группы А и СУГ	$\leq 1,6$	250	$\leq 12$	минус 40	минус 40
09Г2С; 12ГСБ; 13ГС-Х; 08ГБЮ; 13Г2АФ; 13Г1С- Х; 09ГБЮ; 12Г2СБ; 09ГФБ; 13Г1СБ- У; 10Г2СБ; 10Г2ФБ; 10Г2СФБ; 10Г2Ф БЮ ТУ 14-3-1573-96	ТУ 14-3-1573-96	500–1000	ТУ 14-3-1573-96	Все среды	$\leq 5,0$	300	–	минус 60	минус 60

Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или технические условия	Технические требования на трубы (стандарт или технические условия)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или технические условия)	Транспортируемая среда (см. обозначения табл.5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления $[\sigma]$ , °С	
								более $0,35 \cdot [\sigma]$	не более $0,35 \cdot [\sigma]$
08Х18Н10Т; 10Х18Н10Т 12Х18Н10Т 10Х17Н13М2Т ГОСТ 5632	ГОСТ 11068	10–100	ГОСТ 11068	Все среды, кроме группы А(а) и СУГ	$\leq 2,5$	600	–	минус 196	минус 196
03Х18Н11; 08Х18Н10Т 12Х18Н10Т; 12Х18Н12Т 08Х17Н13М2Т 10Х17Н13М2Т ГОСТ 5632	ТУ 14-158-135	200–400	ТУ 14-158-135	Все среды, кроме группы А(а) и СУГ	5	600	–	минус 196	минус 196
Электросварные трубы спиральношовные									
Ст3сп3; Ст3сп2 Ст3пс2 ГОСТ 380	ТУ 14-3-943-80	200–500	ТУ 14-3-943-80	Все среды, кроме группы А и СУГ	$\leq 1,6$	200	$\leq 6$ $\leq 12$	минус 30 минус 20	–
Ст3сп5 ГОСТ 380	ТУ 14-3-954-80	500–1400	ТУ 14-3-954-80 с учетом требований п. 2.2.10	Все среды, кроме группы А(а) и СУГ	$\leq 2,5$ (25)	300	$\leq 12$	минус 20	минус 20
10, 20 ГОСТ 1050	ГОСТ 3262	6–150	ГОСТ 3262	Среды группы В, кроме пара и горячей воды	$\leq 1,6$	200	$\leq 5$	минус 20	минус 20
20 ГОСТ 1050	ГОСТ 8696 группа В	500–1400	ГОСТ 8696	Среды группы В, кроме пара и горячей воды	$\leq 1,6$	200	$\leq 6$ $> 6$	минус 200	минус 20

Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или технические условия	Технические требования на трубы (стандарт или технические условия)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или технические условия)	Транспортируемая среда (см. обозначения табл.5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления $[\sigma]$ , °С	
								более $0,35 \cdot [\sigma]$	не более $0,35 \cdot [\sigma]$
	ТУ 14-3-684-77	500–1400	ТУ 14-3-684-77	Среды группы В, кроме пара и горячей воды	$\leq 1,6$	200	$\leq 12$	минус 40	минус 40
	ТУ 14-3-808-78	500–1600	ТУ 14-3-808-78	Среды групп Б, В, кроме СУГ	$\leq 2,5$	350	$< 12$ $\leq 12$	минус 40 минус 30	минус 40 минус 40
К42 ГОСТ 20295	ГОСТ 20295 тип 2	500–800	ГОСТ 20295	Среды групп Б, В, кроме СУГ	$\leq 2,5$	300	–	минус 30	минус 40
К50, К52 ГОСТ 20295	ГОСТ 20295 тип 2	500–800	ГОСТ 20295	Все среды, кроме группы А(а) и СУГ	$\leq 2,5$	400	$\leq 6$ $> 6$	минус 50 минус 40	минус 60 минус 50
		500–800		Среды группы А(а), СУГ	$\leq 2,5$	300	$\geq 6$	минус 40	минус 50
09Г2ФБ ТУ 14-3-1363-85	ТУ 14-3-1363-85	1400	ТУ 14-3-1363-85	Среды групп Б, В, кроме СУГ	$\leq 7,5$	350	–	минус 60	минус 60
*) Значение минимальной температуры не ниже 0° принято применительно к сварным швам трубопровода, сваренного из труб указанных марок сталей									



## Поковки

Таблица А.2 [3]

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Вид испытания и дополнительное требование	Номер примечания к данной таблице
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более		
Ст5сп по ГОСТ 380	КП.245(КП.25) по ГОСТ 8479-70	От -20 до +400	5(50)	Группа IV по ГОСТ 8479-70	1, 7, 11
Ст3сп по ГОСТ 380	КП. 195(КП.20) по ГОСТ 8479-70	От -20 до +450			1
20 по ГОСТ 1050-88	КП. 195(КП.20) КП.215(КП.22) по ГОСТ 8479-70	От -30 до +475	1, 2, 3, 6, 9, 11		
20К по ГОСТ 5520-79	КП. 195(КП.20) по ГОСТ 8479			1, 9	
20, 22К по ОСТ 108.030.113	По ОСТ 108.030.113	От -30 до +475	Не ограничено	По ОСТ 108.030.113	2, 6, 9
22К, 22К-Ш, 22К-ВД, 22К-ВРВ по ТУ 108.11.543	По ТУ 302.02.092	От -30 до +475		По ТУ 302.02.092	9
20КА по ТУ 05764417-013	По ТУ 05764417-013	От -40 до +475		По ТУ 05764417-013	-
20ЮЧ по ТУ 26-0303-1532	По ТУ 26-0303-1532	От -40 до +475		По ТУ 26-0303-1532	
16ГС по ГОСТ 19281-89	КП.245 (КП.25) по ГОСТ 8479-70			Группа IV по ГОСТ 8479-70	1, 4, 9
15ГС, 16ГС по ОСТ 108.030.113	По ОСТ 108.030.113, ОСТ 26-01-135	От -40 до +475		По ОСТ 108.030.113, ОСТ 26-01-135	4, 9
10Г2 по ГОСТ 4543-71	КП.215(КП.22) по ГОСТ 8479-70	От -70 до +475		Группа IV по ГОСТ 8479-70	1, 2, 4, 5, 9

Продолжение таблицы А.2

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Вид испытания и дополнительное требование	Номер примечания к данной таблице
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более		
09Г2С по ГОСТ 19281–89	КП.245 (КП.25) по ГОСТ 8479	От -70 до +475	–	–	1, 4, 9
20Х по ГОСТ 4543–71	КП.395 (КП.40) по ГОСТ 8479	От -40 до +475	Не ограничено	Группа IV по ГОСТ 8479	1
15ХМ по ГОСТ 4543–71	КП.275 (КП.28) по ГОСТ 8479	От -40 до +560			
09ГСНБЦ	ТУ 05764417-013	От – 40 о 350			
09ХГН2АБ	ТУ 05764417-013	От – 60 о 350		–	–
15Х5ВФ, 15Х5М по ГОСТ 20072–74	КП.395 (КП.40) по ГОСТ 8479	От -40 до +650		Группа IV по ГОСТ 8479 ≥13%, φ ≥ 35% КСУ ≥ 50 Дж/см <sup>2</sup>	1, 2
12Х1МФ по ОСТ 108.030.113	По ОСТ 108.030.113	От -20 до +570		По ОСТ 108.030.113	–
12МХ по ГОСТ 20072–74	Группа 1У-КП.235 (КП.24) по ГОСТ 8479	От -40 до +450		Группа IV по ГОСТ 8479	1
12ХМ. 15ХМ по ТУ 302.02.031	По ТУ 302.02.031	От -40 до +560		По ТУ 302.02.031	–
10Х2М1А-А по ТУ 108.13.39	По ТУ 108.13.39	От -40 до +560		По ТУ 108.13.39	
10Х2М1А-А, 10Х2М1А-ВД, 10Х2М1А-Ш по ТУ 302.02.121	По ТУ 302.02.121	От -40 до +560		По ТУ 302.02.121	11
20Х2МА по ОСТ 26-01-135	По ОСТ 26-01-135-81	От -40 до +475		По ОСТ 26-01-135	–
15Х2МФА-А по ТУ 302.02.014	По ТУ 302.02.014	От -40 до +560		Группа II по ТУ 302.02.014	–

Продолжение таблицы А.2

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Вид испытания и дополнительное требование	Номер примечания к данной таблице
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более		
08Х22Н6Т, 08Х21Н6М2Т по ГОСТ 5632-72	По ГОСТ 25054-81	От -40 до +300	Не ограничено	Группа IV по ГОСТ 25054-81	1
12Х18Н9Т, 12Х18Н10Т по ГОСТ 5632-72		От-253 до +610			5(50)
08Х18Н10Т по ГОСТ 5632-72		От +610 до +700	Не ограничено		
		От-253 до +610			5(50)
10Х17Н13М2Т по ГОСТ 5632-72		От -253 до +700	Не ограничено		
03Х18Н11 по ГОСТ 5632-72		От -253 до +450			1
03Х17Н14М3 по ГОСТ 5632-72		От -196 до +450			1
10Х17Н13М3Т по ГОСТ 5632-72		От-196 до +600			1, 8
08Х17Н15М3Т по ГОСТ 5632-72		От-196 до +600			1,8
06ХН28МДТ по ГОСТ 5632-72		От-196 до +400			5(50)
08Х13, 12Х13 по ГОСТ 5632-72		От -40 до +550	6,4 (64)		1, 7

## Окончание таблицы А.2

## Примечания

1. Допускается применять поковки группы II для невзрывоопасных сред при давлении менее 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>).
2. Допускается наравне с поковками применять стальные горячекатаные кольца для изготовления фланцев из сталей марки 20 по ТУ 14-1-1431 и марок 20, 10Г2, 15Х5М, 12Х18Н10Т по ТУ 14-3-375.
3. Допускается применять приварные встык фланцы из поковок группы IV-КП.215 (КП.22) по ГОСТ 8479-70 и горячекатаных колец из стали марки 20 по ГОСТ 1050-88 для температуры стенки от минус 31 °С до минус 40 °С при условии проведения термообработки - закалки и последующего высокого отпуска или нормализации после приварки фланца к корпусу или патрубку. При этом патрубок, привариваемый к корпусу, должен быть изготовлен из стали марки 16ГС (09Г2С, 10Г2). Ударная вязкость основного металла не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> (3 кгс·м/см<sup>2</sup>). Допускается применение ответных фланцев штуцеров из стали марки 20 в термообработанном состоянии при температуре стенки от минус 30 °С до минус 40 °С.
4. Поковки из сталей марок 15ГС, 16ГС, 09Г2С, 10Г2 следует испытывать на ударный изгиб при температуре стенки ниже минус 30 °С. Ударная вязкость не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> (3 кгс·м/см<sup>2</sup>).
5. Допускается применение заготовок, полученных методом электрошлакового переплава из сталей марок 20Ш, 10Г2Ш по ТУ 0251-16 [81] на параметры, аналогичные сталям 20 и 10Г2.
6. Допускается применять поковки из стали марки 20 с толщиной в месте сварки не более 12 мм при температуре стенки не ниже минус 40 °С без проведения термической обработки сварного соединения.
7. Для изготовления деталей, не подлежащих сварке.
8. При температуре выше 350 °С для сред, не вызывающих межкристаллитную коррозию.
9. Контроль ультразвуковым методом при условиях, оговоренных в 5.4.1, 5.4.2 [3].
10. Термическая обработка по режиму стабилизирующего отжига при условиях, оговоренных в 6.11.4 настоящего стандарта.
11. Для каждой плавки определяется фактор  $J=(Si+Mn) \times (P+Sn) \times 10^4 < 100$ , где содержание элементов в %.

## Стальные отливки

Таблица А.3 [3]

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Вид испытаний и дополнительное требование	Номер примечания к данной таблице
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более		
20Л, 25Л по ГОСТ 977-88	По ГОСТ 977-88, ТУ 4112-091-00220302	От -30 до +450	Не ограничено	Группа 3 по ГОСТ 977-88 ТУ 4112-091-00220302	1, 2
35Л, 45Л по ГОСТ 977-88					3
20ГМЛ	СТ ЦКБА 014-2004	От -60 до +450		По ОСТ 26-07-402	-
20ХМЛ по ГОСТ 977-88	По ГОСТ 977-88, ТУ 4112-091-00220302	От -40 до +540		Группа 3 по ГОСТ 977-88	
20Х5МЛ по ГОСТ 977-88		От -40 до +600		Группа 3 по ГОСТ 977-88, ТУ 4112-091-00220302	
20Х5ТЛ по ТУ 4112-091-00220302 [90]		По ТУ 4112-091-00220302		От -40 до +425	
20Х5ВЛ по ТУ 4112-091-00220302 [90]	От -40 до +550				
20Х8ВЛ по ГОСТ 977-88	По ГОСТ 977-88, ТУ 4112-091-00220302	От -40 до +600		Группа 3 по ГОСТ 977-88, ТУ 4112-091-00220302	
20ХНЗЛ по ТУ 4112-091-00220302	По ТУ 4112-091-00220302	От -70 до +450		По ТУ 4112-091-00220302 [90] и ударная вязкость при температуре минус 70 °С, если температура стенки ниже минус 30 °С	

## Окончание таблицы А.3

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Вид испытаний и дополнительное требование	Номер примечания к данной таблице
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более		
10Х18Н9Л, 12Х18Н9ТЛ, 12Х18Н12М3ТЛ по ГОСТ 977-88	По ГОСТ 977-88	От -253 до +600	Не ограничено	Группа 3 по ГОСТ 977-88 ТУ 4112-091-00220302	— —
10Х21Н6М2Л по ТУ 4112-091-00220302 [90]	По ТУ 4112-091-00220302	От -40 до +300			
40Х24Н12СЛ по ГОСТ 977-88	По ГОСТ 977-88	От 0 до +1200	—	Группа 3 по ГОСТ 977-88	
25Х23Н7СЛ по ГОСТ 977-88		От 0 до +1000			
<p>Примечания</p> <p>1. При содержании углерода более 0,25 % сварку следует производить с предварительным подогревом и последующей термической обработкой.</p> <p>2. Допускается применять отливки из углеродистых сталей марок 20Л, 25Л до температуры стенки минус 40 °С при условии проведения термической обработки в режиме нормализации плюс отпуск или закалка плюс отпуск.</p> <p>3. Для несвариваемых деталей.</p>					

## Крепежные детали

Таблица А.4 [3]

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Назначение
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	
Класс прочности 5.6, 6.6, 8.8, 21, 22, 23, 5, 6, 8, 10 по ГОСТ Р 52627-2006	По ГОСТ Р 52627-2006	От -30 до +300	2,5 (25)	Шпильки, болты, гайки
СтЗсп4 по ГОСТ 380	По СТП 26.260.2043	От -20 до +300	2,5 (25)	Шпильки, болты, гайки
			10(100)	Шайбы
10 по ГОСТ 1050-88	По СТП 26.260.2043	От 0 до +300	2,5 (25)	Гайки
		От -40 до +450	10(100)	Шайбы
20, 25 по ГОСТ 1050-88, по ГОСТ 10702-78	По СТП 26.260.2043	От -40 до +425	2,5 (25)	Шпильки, болты
			10(100)	Гайки
		От -40 до +450	10(100)	Шайбы
			10(100)	Шпильки, болты
30, 35, 40, 45 по ГОСТ 1050-88, по ГОСТ 10702-78	По СТП 26.260.2043	От -40 до +425	10(100)	Шпильки, болты
			16(160)	Гайки
		От -40 до +450	16(160)	Шайбы
30Х, 35Х, 38ХА, 40Х по ГОСТ 4543-71	По СТП 26.260.2043	От -40 до +425	16(160)	Шпильки, болты
		От -40 до +450		Гайки
		От -70 до +450		Шайбы
30Х по ГОСТ 4543-71	По ГОСТ 10495-80	От -50 до +200	63 (630)	Гайки
09Г2С по ГОСТ 19281-89, категории 7	По СТП 26.260.2043	От -70 до +425	16(160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +450		Шайбы
10Г2 по ГОСТ 4543-71	По СТП 26.260.2043	От -70 до +425	16(160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +450		Шайбы

Продолжение таблицы А.4

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Назначение
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	
18Х2Н4МА по ГОСТ 4543–71	По СТП 26.260.2043	От -70 до +400	16(160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +450		Шайбы
12Х13, 20Х13, 30Х13 по ГОСТ 5632–72	По СТП 26.260.2043	От -30 до +475	10(100)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
20Х13 по ГОСТ 18968–73	По ГОСТ 20700–75	От 0 до +450	Не ограничено	Шпильки, болты, шайбы
		От 0 до +510		Гайки
10Х17Н13М2Т, 10Х17Н13М3Т, 08Х17Н15М3Т, 31Х19Н9МВБТ по ГОСТ 5632-72	По СТП 26.260.2043	От -70 до +600	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
31Х19Н9МВБТ по ГОСТ 5949–75	По ГОСТ 23304-78, ГОСТ 20700–75	От 0 до +625	Не ограничено	Шпильки, болты, гайки
06ХН28МДТ по ГОСТ 5632–72	По СТП 26.260.2043	От -70 до +400	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
10Х14Г14Н4Т по ГОСТ 5632–72	По СТП 26.260.2043	От -70 до +500	16(160)	Шпильки, болты,
07Х21Г7АН5 по ГОСТ 5632–72	По СТП 26.260.2043	От -70 до +400		Шпильки, болты,
08Х15Н24В4ТР по ГОСТ 5632–72	По СТП 26.260.2043	От -70 до +600	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
07Х16Н6 по ГОСТ 5949–75	По СТП 26.260.2043	От -40 до +325	10(100)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
10Х11Н22Т3МР по ГОСТ 20700–75	По ГОСТ 20700–75	От -70 до +650	Не ограничено	Шпильки, болты, гайки



Продолжение таблицы А.4

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Назначение
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	
30ХМ, 30ХМА, 35ХМ по ГОСТ 4543–71	По СТП 26.260.2043	От -40 до +450	16(160)	Шпильки, болты
		От -40 до +510		Гайки
		От -70 до +450		Шайбы
40ХФА по ГОСТ 4543–71	По ГОСТ 10494–80	От -50 до +400	80 (800)	Шпильки
25Х1МФ по ГОСТ 20072–74	По СТП 26.260.2043	От -40 до +510	16(160)	Шпильки, болты
		От -40 до +540		Гайки
		От -70 до +540		Шайбы
25Х2М1Ф по ТУ 14-1-552	По СТП 26.260.2043	От -40 до +540	16(160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +540		Шайбы
25Х2М1Ф по ГОСТ 20072	По ГОСТ 20700–75	От 0 до +535	Не ограничено	Шпильки, болты
		От 0 до +565		Гайки
	По ГОСТ 10494–80	От -50 до +510	10(100)	Шпильки
23Х1М1Ф1ТР, 20Х1М1Ф1БР по ГОСТ 20072	По СТП 26.260.2043	От -40 до +565	16(160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +565		Шайбы
	По ГОСТ 20700–75	От 0 до +580	Не ограничено	Шпильки, болты, гайки
15ХМ по ГОСТ 4543–71	По СТП 26.260.2043	От -70 до +565	16(160)	Шайбы
	По ГОСТ 20700–75	От 0 до +545	Не ограничено	Шайбы

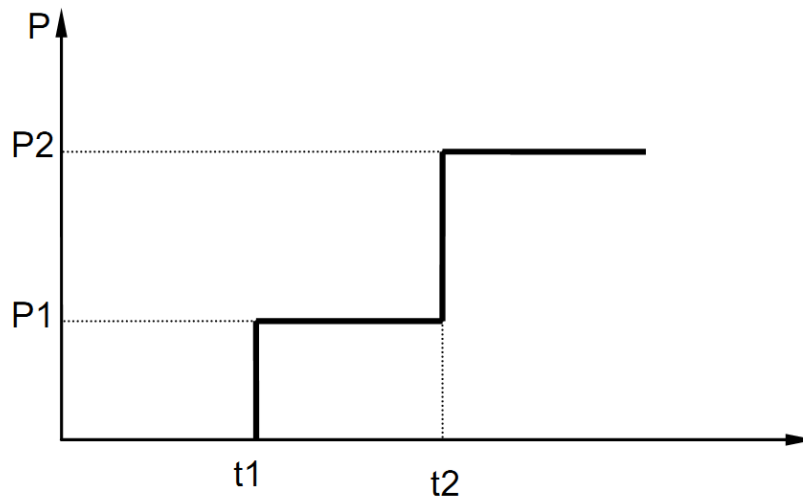
## Окончание таблицы А.4

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Назначение
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	
20ХНЗА, 10Г2 по ГОСТ 4543–71	По СТП 26.260.2043	От -70 до +425	16(160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +450		Шайбы
37Х12Н8Г8МФБ по ГОСТ 5632–72	По СТП 26.260.2043	От -40 до +450	16(160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +600		Шайбы
12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т по ГОСТ 5632–72	По СТП 26.260.2043	От -70 до +600	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
45Х14Н14В2М по ГОСТ 5632–72	По СТП 26.260.2043	От -70 до +600	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
18Х12ВМБФР по ГОСТ 5632–72	По СТП 26.260.2043	От -40 до +580	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
12Х1МФ по ГОСТ 20072–74	По ГОСТ 20700–75	От -40 до +570	Не ограничено	Шайбы
08Х16Н13М2Б по ГОСТ 5632–72	По ГОСТ 20700–75	От -70 до +625	Не ограничено	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +650		Шайбы
ХН35ВТ по ГОСТ 5632–72	По ГОСТ 20700–75	От -70 до +650	Не ограничено	Шпильки, болты, гайки
08Х22Н6Т, 08Х21Н6М2Т 14Х17Н2 по ГОСТ 5632–72	По СТП 26.260.2043	От -40 до +200	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
	По СТП 26.260.2043	От -70 до +350	2, 5 (25)	Шпильки, болты, гайки, шайбы

**Приложение Б**  
**(обязательное)**

**Регламент проведения в зимнее время пуска (остановки) и испытаний на герметичность трубопроводов, расположенных на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях и эксплуатируемых под давлением**

Б.1 Пуск (остановка) или испытание на герметичность в зимнее время, т.е. повышение (снижение) давления в трубопроводе при повышении (снижении) температуры стенки, должны осуществляться в соответствии с рисунком Б.1:



$P_1$  – давление пуска;  $P_2$  – давление рабочее;  $t_1$  – минимальная температура воздуха, при которой допускается пуск трубопровода под давлением  $P_1$ ;  $t_2$  – минимальная температура, при которой сталь и ее сварные соединения допускаются для работы под давлением в соответствии с требованиями приложения А, таблица А1.

Рисунок Б.1

Б.2 Давление пуска  $P_1$  принимается согласно таблице Б.1 в зависимости от рабочего давления  $P_2$ .

Таблица Б.1

$P_2$ ; МПа	Менее 0,1	От 0,1 до 0,3	Более 0,3
$P_1$ ; МПа	$P_2$	0,1	$0,35P_2$
Примечание – При температуре $t_2$ ниже или равной $t_1$ давление пуска $P_1$ принимается равным рабочему давлению $P_2$ .			

Достижение давлений  $P_1$  и  $P_2$  следует осуществлять постепенно по  $0,25P_1$  или  $0,25P_2$  в течение часа с 15-минутными выдержками давлений на ступенях  $0,25P_1$  ( $0,25P_2$ );  $0,5P_1$  ( $0,5P_2$ );  $0,75P_1$  ( $0,75P_2$ ), если нет других указаний в проектной документации.

Б.3 Величины температур  $t_1$  и  $t_2$  принимаются по таблице Б.2 в зависимости от типа сталей.

Скорость подъема (снижения) температуры должна быть не более 30 °С в час, если нет других указаний в технической документации.

Таблица Б.2

Марка стали типа	Минимальная температура воздуха $t_1, ^\circ\text{C}$	Минимальная температура стенки трубопровода $t_2, ^\circ\text{C}$	Допускаемая средняя температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 в районе расположения трубопровода
СтЗсп4, СтЗсп5	минус 40	минус 20	не ниже минус 40°С
10, 20	минус 40	минус 30	
10Г2, 15ГС	минус 60	минус 40	не регламентируется
09Г2С	минус 60	минус 60	не регламентируется
15ХМ, 12Х1МФ, 15Х1М1Ф и все Cr-Mo стали	минус 40	0°	не ниже минус 40°С
20ЮЧ	минус 40	минус 40	не регламентируются
08Х22Н6Т, 08Х21Н6М2Т	минус 60	минус 40	не регламентируется
Все аустенитные стали	не регламентируется	не регламентируется	не регламентируется

## Приложение В (рекомендуемое)

### Расчетно-экспериментальные методы и средства защиты трубопровода от вибрации

#### В.1 Технические решения по снижению пульсации потока, вибрации трубопровода и виброзащите окружающих объектов

Снижение вибрации производится путем уменьшения или снятия возмущающих воздействий. При этом необходимо в первую очередь устранить резонансные колебания пульсирующего потока и отстроить от возможного совпадения резонансов потока и механической системы.

Применяются следующие способы отстройки системы от резонансных колебаний газа.

В.1.1 Изменение длин и диаметров участков трубопроводной системы, если это допускается компоновкой системы.

В.1.2 Установка диафрагм, которые рассеивают энергию колебаний газа и изменяют амплитудно-частотный спектр газа в трубопроводной системе. Ориентировочно диаметр расточки диафрагм составляет  $0,5D$ . Оптимальный диаметр расточки диафрагмы  $d$ , обеспечивающий эффективное гашение пульсации, может быть определен по формуле (В.1)

$$d = D(V_{cp}/C)^{0,25}, \quad (В.1)$$

где

$V_{cp}$  – средняя скорость газа в трубопроводе, м/с;

$c$  – скорость звука в газе, м/с.

Для двухфазных потоков по формуле (В.2)

$$d = D(1,5\xi)^{0,25}, \quad (В.2)$$

где  $\xi$  - коэффициент гидравлического сопротивления диафрагмы.

В.1.3 Установка буферных емкостей с целью уменьшения амплитуды пульсации давления за счет рассеивания энергии, затрачиваемой на возбуждение массы газа в объеме буферной емкости, и изменения спектра собственных частот колебаний. Для наиболее эффективного гашения колебаний буферная емкость устанавливается непосредственно у источника возбуждения колебаний (цилиндр компрессора). На несколько цилиндров одной ступени целесообразно устанавливать общую емкость.

В.1.4 Установка акустических фильтров в тех случаях, когда возникает необходимость в значительном снижении колебаний, а требующиеся для этого габаритные размеры буферной емкости превышают допустимые по условиям компоновки. Акустический фильтр характеризуется четким дискретным спектром полос пропускания и гашения частот колебаний газа.

Изменение температуры и давления нагнетания компрессора, если это возможно по технологии работы. От этих параметров зависят величины плотности продукта и скорости звука, влияющие на частотный спектр системы.

В.1.5 Интерференционный способ гашения пульсаций, который эффективен в очень узкой полосе частот колебаний. Предусматривает применение специальных ответвлений или петель, длину которых подбирают равной нечетному числу полуволн.

В.1.6 Сочетание в одной трубопроводной системе различных способов гашения пульсаций. Так возможна установка диафрагм на входе в емкость или на выходе из емкости. При этом размеры емкости могут быть уменьшены примерно на 30 % по сравнению с емкостью без диафрагмы. Дополнительные потери давления при установке диафрагмы меньше, чем дополнительные потери при резонансных колебаниях.

Последовательность проведения отстройки от резонансных колебаний, а также снижения колебаний давления газа представляет собой итерационный процесс внесения изменений в конструкцию трубопроводной системы с последующей проверкой эффективности изменений расчетом по специальным программам.

## **В.2 Снижение вибрации и виброзащита окружающих объектов**

В трубопроводных обвязках поршневых машин максимальная энергия приходится на низшие гармоники. Расчеты допустимо проводить по нескольким первым (до 3-5) собственным частотам каждого пролета и реализовывать отстройку по этим значениям.

В.2.1 Для устранения механических резонансов производится корректировка трубопроводной системы.

Спектр собственных частот любой механической системы зависит от ее объемно-конструктивных решений, условий закрепления и инерционно-жёсткостных параметров.

Для трубопроводных систем такими параметрами являются:

- количество участков, расположенных между опорами, их конфигурация;
- наличие сосредоточенных масс и их величина;
- условия опирания;
- упругие опоры и их характеристики жесткости;
- инерционно - жёсткостные параметры участков.

Сосредоточенные массы увеличивают инерционные характеристики и снижают значения собственных частот. Практически понижение значения собственной частоты способом включения дополнительной массы может быть эффективным при величине массы, соизмеримой с массой участка.

В реальных системах сосредоточенные массы конечных размеров увеличивают жесткость системы. В большинстве случаев в реальных трубопроводных системах сосредоточенные массы имеют самостоятельные опоры и могут рассматриваться как разделители системы на независимые, с жесткими заделками в точках присоединения масс.

Ужесточение системы включением дополнительной массы - фактор конструктивного увеличения собственной частоты. Влияние масс в каждом конкретном случае может быть получено только расчетом всей системы в целом.

В.2.2 Собственные частоты трубопровода зависят от условий закрепления его концевых и промежуточных участков. При применении скользящих односторонних опор необходимо предварительно провести расчет на статическую прочность и убедиться в том, что соответствующие односторонние связи являются замкнутыми. При отключении односторонней опоры (в случае разомкнутой связи) в исходных данных для расчета собственных частот принимается суммарная длина пролета между двумя соседними опорами, что может существенно снизить значение собственной (парциальной) частоты участка.

Целесообразность применения упругих опор определяется по результатам расчета. Упругие опоры, уменьшая эквивалентную жесткость всей системы, снижают нижнюю границу частотно-

го диапазона участка и системы. Применение их эффективно при отстройке от резонанса в сторону уменьшения значений собственных частот.

В.2.3 Необходимость отстройки трубопроводной системы от резонансов определяется по каждому из потенциально возможных механизмов возбуждения вибрации согласно пункту 9.4.

Для вывода системы за пределы резонанса достаточно изменить длину участка на 15-20 %. Следует вначале проводить корректировку в сторону увеличения  $f_j$ , т.е. уменьшения длины пролета. При каждом вновь принятом значении длины пролета проверяются условия пункта 9.4 по всем возмущающим частотам. В случае вывода системы из зоны одного и входа в зону другого резонанса, система корректируется по новому резонансному режиму. При невозможности корректировки в сторону увеличения  $f_j$  корректировка проводится уменьшением  $f_j$ , т.е. увеличением длины определяющего  $f_j$  участка.

В.2.4 Условия закрепления и упругие опоры.

При ограничении возможностей варьирования длиной пролета отстройка системы от резонанса проводится выбором типа опор и подбором их жесткости. Изменение расположения сосредоточенных масс задается расчетчиком только при наличии в системе сосредоточенных масс.

При их отсутствии специально вводить сосредоточенные дополнительные массы для изменения спектра частот следует только при невозможности применения других способов отстройки от резонанса.

В.2.5 Изменение геометрии системы.

При неэффективности способов, изложенных в пунктах В.2.1 - В.2.4, необходимо изменить геометрию системы, обеспечив свободу вариации  $f_j$ , максимально спрямив трассу, по возможности избегая лишних поворотов. При этом способе необходимо проведение поверочных расчетов трубопровода на прочность и жесткость.

В.2.6 При неэффективности способов, изложенных в пунктах В.2.1- В.2.5, изменение инерционно-жесткостных параметров трубопровода обеспечивается путем варьирования диаметра трубопровода.

При наличии специальных инерционно-жесткостных гасителей, антивибраторов, исходя из экономической и технической целесообразности их применения, просчитывают варианты частотных спектров системы с гасителями, и по формам колебаний проводится оценка их эффективности.

Корректировка трубопроводной системы для устранения механического резонанса проводится для каждого механизма возбуждения колебаний не менее чем по пяти гармоникам и по количеству собственных частот колебаний системы или по удвоенному значению числа участков системы.

### **В.3 Инструментальное обследование и мониторинг трубопроводных систем и нагнетательных машин при пуске и эксплуатации**

В.3.1 Инструментальные обследования вибрации.

Целью обследования является:

- измерение уровней вибрации трубопроводов, сравнение их с допускаемыми (см. В.4.2);
- определение степени опасности вибрации;
- анализ спектров вибрации, диагностика частотных спектров вибровозмущений и их интенсивности;

- оценка уровней вибрации элементов нагнетательных машин (таблица. В3 - В9) как источников вибрации;
- измерение уровней пульсации давления, сравнение их с допускаемыми, определение необходимости их снижения;
- определение необходимости виброзащиты окружающих объектов;
- заключение о необходимости периодического или постоянного мониторинга вибрации трубопроводов и нагнетательных машин.

### В.3.2 Измерения вибрации.

Измерение в каждом намеченном сечении проводится по трем осям. Принимаются следующие направления осей:

- Y - по оси вала машины;
- X - в горизонтальной плоскости;
- Z - нормально к плоскости XY.

Направление Y выдерживается по всей трассе для каждого участка.

Точки измерения:

- нагнетательная машина - торцы цилиндров, нагнетательные патрубки, фундаментные болты;
- опоры трубопровода;
- середина каждого пролета между опорами, при наличии в пролете между опорами отводов - на концах отвода.

Определяется частотный спектр вибрации. Измеряются размахи виброперемещений:

- общий (суммарный) уровень;
- для каждой частотной составляющей спектра.

Во время измерений фиксируется режим нагружения трубопровода:

- состав перекачиваемой среды;
- температура на каждом участке;
- давление;
- производительность;
- время и дата проведения измерений.

При меняющихся режимах эксплуатации требуются измерения на 3-4-х режимах производительности. Результаты измерений протоколируются с указанием исполнителей.

### В.3.3 Мониторинг вибрации трубопроводных систем.

Вид мониторинга (периодический или постоянный) определяется проектной документацией или назначается по результатам инструментальных обследований.

#### В.3.3.1 Периодический мониторинг.

Выполняются все требования пункта В.3.1. Периодичность измерений вибрации при опорных уровнях не выше 2 (пункт В.4.2 ) назначается не реже одного раза в месяц. При значениях вибрации, приближающихся к третьему уровню - не реже 1 раза в неделю. При стабилизации вибрации около 3-го уровня в течение 4-х измерений (1 месяц) допустимо увеличить периодичность до одного месяца.

При возрастании уровня с 3 до 4 необходим ежедневный мониторинг, а при достижении средних значений размаха вибрации в полосе 3-4 уровней требуется срочная остановка и реконструкция системы.



### В.3.3.2 Стационарный мониторинг.

При стационарном мониторинге предусматривается:

- на нагнетательных машинах - не менее одной точки (по X, Y, Z);
- на трубопроводных системах - не менее чем в трех точках по трассе.

Допускается фиксация уровней вибрации для каждой точки по одному или двум наиболее виброопасным направлениям.

По максимальным уровням вибрации из всех намеченных точек по трассе и координатам выбираются не менее двух для включения сигнализации достижения аварийного уровня.

## В.4 Нормирование пульсации потока и вибрации трубопроводов

В.4.1 Пульсация потока продукта. Неравномерность потока ограничивают в зависимости от рабочего давления.

Таблица В.1 – Ограничения неравномерности пульсации потока

<i>P</i> , МПа	< 0,5	0,5–1,0	1,0–2,0	2,0–5,0	> 5,0
$\delta$ , %	4–8	4–6	3–5	2–4	2–3

Для всасывающих линий нефтяного газа допускается большее значение пульсации давления.

### В.4.2 Вибрации трубопроводов.

Нормируются по амплитуде виброперемещений в зависимости от частоты вибрации.

Различаются пять опорных уровней вибрации:

- расчетный при проектировании;
- допускаемый при эксплуатации;
- требующий исправления, реконструкции системы;
- уровень появления аварийных ситуаций.

В таблице В.2 даны дискретные значения допускаемых значений вибрации трубопроводов для фиксированных частот.

Таблица В.2 – Допускаемые значения амплитуд вибрации трубопроводов  $S_a$ , мкм

Уровень	Частота, Гц									
	2	4	6	8	10	20	30	40	50	60
1	120	115	100	90	85	60	50	45	40	35
2	250	230	200	180	165	120	95	85	75	70
3	500	450	400	360	330	230	180	145	135	130
4	1250	1100	950	800	750	500	420	350	320	300

Соответственно в диапазонах до уровня:

2 . .....удовлетворительное состояние трубопроводов;

2-3.....допускаемое значение, контроль;

3-4 .....повышенный контроль, возможны отказы, необходимы исправление, реконструкция;

выше 4 .....экстренное исправление.

Практически для большинства трубопроводных обвязок насосов и компрессоров главные амплитудные составляющие процессов вибрации определены в диапазоне с частотами до 60 Гц.

При мониторинге вибросостояния трубопроводов в условиях эксплуатации с целью оценки и выявления причин повышенных уровней вибрации, необходимо иметь, кроме уровней пульсации давления, информацию об уровнях вибрации компрессоров, насосов, фундаментов и т.д.

Оценка вибрационного состояния насосов и компрессоров, за исключением поршневых машин с номинальной скоростью от 120 до 15000 мин<sup>-1</sup>, проводится по средним квадратичным значениям виброскорости (мм/с) и виброперемещений (мкм) в соответствии с ГОСТ Р ИСО 10816-3 – 99. В остальных случаях, не предусмотренных в этих стандартах, для оценки вибрации используются приводимые ниже допустимые амплитуды вибрации узлов и элементов нагнетательных машин.

Таблица В.3 – Насосы

Частота вращения вала, Гц	< 12,5	12,5–16,5	16,5–25	25–50	> 50
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	120	100	80	60	50

Таблица В.4 – Фундаменты поршневых машин

Частота колебаний, Гц	< 3,5	3,5–8	8–25	25–50
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	400	200	100	50

Таблица В.5 – Фундаменты электродвигателей

Частота колебаний, Гц	< 8	8–12,5	> 12,5
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	200	150	100

Таблица В.6 – Фундаменты турбоагрегатов

Частота колебаний, Гц	< 25	25–50	> 50
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	100	70	40

Таблица В.7 – Цилиндры и межступенчатые аппараты поршневых машин

Частота колебаний, Гц	< 10	> 10
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	250	200

Таблица В.8 – Подшипники турбоагрегатов

Частота колебаний, Гц	25–50	50–80	80–135	> 135
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	95	20	13	1.5

Таблица В.9 – Подшипники электродвигателей

Частота колебаний, Гц	< 12,5	12,5–16,5	16,5–25	25–50
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	80	65	50	25

Таблица В.10 – Рабочее место машиниста

Частота колебаний, Гц	< 3	3–5	5–8	8–15	15–30	> 30
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	300	200	75	25	15	5

**Приложение Г**  
**(обязательное)**

**Пределы применения, виды обязательных испытаний и контроля стали для  
фланцев, линз, прокладок и крепежных деталей для давления свыше 10МПа  
(100 кгс/см<sup>2</sup>)**

Таблица Г.1

Марка стали, стандарт или технические условия	Технические требования	Наименова- ние детали	Предельные параметры		Обязательные испыта- ния						Кон- троль	
			тем- пера- тура стен- ки, °С, не более	давле- ние но- миналь- ное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) не бо- лее	$\sigma_{0,2}$	$\sigma_B$	$\sigma$	$f$	KCU	НВ	Дефектоскопия	Неметаллические включения
20 ГОСТ 1050	ГОСТ 10493	Линзы	От -40 до +200	32 (320)	+	+	+	-	+	+	+	+
08, 10 ГОСТ 1050	ОСТ 26-01-49- 82	Прокладки металличе- ские	От -40 до +250	32 (320)	+	+	+	-	+	+	+	+
35, 40, 45 ГОСТ 1050	ГОСТ 9399	Фланцы	От -40 до +200	32 (320)	+	+	+	+	+	+	+	-
30Х ГОСТ 4543	ГОСТ 9399 ГОСТ 10495	Фланцы, гай- ки	От -50 до +200	63 (630)	+	+	+	+	+	+	+	-
35Х, 38ХА, 40Х ГОСТ 4543	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +200	63 (630)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -50 до +400	80 (800)	+	+	+	-	+	+	-	-
40ХФА ГОСТ 4543	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	-
14ХГС ГОСТ 19281	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +200	63 (630)	+	+	+	-	+	+	+	+
15ХМ ГОСТ 4543	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +400	40 (400)	+	+	+	-	+	+	+	+
15ХМ ГОСТ 4543	ОСТ 26-01-49- 82	Прокладки	От -40 до +350	32 (320)	+	+	+	-	+	+	+	+

Марка стали, стандарт или технические условия	Технические требования	Наименование детали	Пределные параметры		Обязательные испытания						Контроль	
			температура стенки, °С, не более	давление номинальное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	$\sigma_{0,2}$	$\sigma_B$	$\sigma$	$f$	KCU	HB	Дефектоскопия	Неметаллические включения
30ХМА ГОСТ 4543	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	-	+	+	-	-
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +400	80 (800)	+	+	+	-	+	+	+	+
35ХМ ГОСТ 4543	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	-	+	+	-	-
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	-
25Х1МФ ГОСТ 20072	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	-	+	+	-	-
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	+	+	+	+	-
25Х2М1Ф ГОСТ 20072	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	+	+	+	+	+
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	+	+	+	+	+
18Х3МВ ГОСТ 20072	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	-	+	+	+	+
20Х3МВФ ГОСТ 20072	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	+	+	+	+	-
20Х3МВФ ГОСТ 20072	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	-	+	+	+	+

Продолжение таблицы Г.1

Марка стали, стандарт или технические условия	Технические требования	Наименование детали	Предельные параметры		Обязательные испытания						Контроль	
			температура стенки, °С, не более	давление номинальное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) не более	$\sigma_{0,2}$	$\sigma_B$	$\sigma$	$f$	KCU	HV	Дефектоскопия	Неметаллические включения
12X18H10T ГОСТ 5632	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +400	40 (400)	+	+	+	-	+	+	+	+
	ОСТ 26-01-49-82	Прокладки металлические	От -40 до +350	32 (320)	+	+	+	-	+	+	+	+
10X17H13M3T 08X17H15M3T ГОСТ 5632	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +400	40 (400)	+	+	+	-	+	+	+	+
	ОСТ 26-01-49-82	Прокладки металлические	От -40 до +350	32 (320)	+	+	+	-	+	+	+	+
ХН35ВТ ГОСТ 5632	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +650	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -50 до +600	40 (400)	+	+	+	-	-	+	-	-
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +540	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	-
45X14H14B2M ГОСТ 5632	ГОСТ 10494	Шпильки	От -70 до +600	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -70 до +600	40 (400)	+	+	+	-	-	+	-	-
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +540	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	-
08X15H24B4TP ГОСТ 5632	ГОСТ 10494	Шпильки	От -270 до +600	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -270 до +600	40 (400)	+	+	+	-	-	+	-	-
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -270 до +600	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	-
31X19H9MBBT ГОСТ 5632	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +625	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	-
31X19H9MBBT ГОСТ 5632	ГОСТ 10495	Гайки	От -50 до +600	40 (400)	+	+	+	-	-	+	-	-

Марка стали, стандарт или технические условия	Технические требования	Наименова- ние детали	Предельные параметры		Обязательные испыта- ния						Кон- троль	
			тем- пера- тура стен- ки, °С, не более	давле- ние но- миналь- ное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) не бо- лее	$\sigma_{0,2}$	$\sigma_B$	$\sigma$	$f$	KCU	HB	Дефектоскопия	Неметаллические включения
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +540	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	-

Поковки для давления свыше 10МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)

Таблица Г.2

Марка стали, стандарт или технические условия	Технические требования	Предельные па- раметры		Обязательные испыта- ния						Контроль			
		темпе- ратура стенки, °С, не более	давле- ние но- миналь- ное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) не более	$\sigma_T$	$\sigma_B$	$\sigma$	$f$	KCU	HB	Макрострукту- ра	Дефектоско- пия	Неметалли- ческие включе- ния	МКК
20 ГОСТ 1050	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135- 81	От -40 до +450	32 (320)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
20ЮЧ ТУ 26-0303- 1532-84	ГОСТ 22790	От -40 до +450	32 (320)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
10Г2 ГОСТ 4543	ГОСТ 22790	От -50 до +450	50 (500)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
15ГС ОСТ 108.030.113-87	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135- 81	От -40 до +400	63 (630)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
16ГС ГОСТ 19281	ГОСТ 8479 группа IV ОСТ 26-01-135- 81	От -40 до +450	63 (630)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
09Г2С ГОСТ 19281	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135- 81	От -50 до +400	63 (630)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
14ХГС ГОСТ 19281	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135- 81	От -50 до +400	63 (630)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
30ХМА ГОСТ 4543	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135- 81	От -50 до +475	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
15ХМ ГОСТ 4543	ГОСТ 8479 группа IV	От -40 до +560	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
12Х1МФ ОСТ 108.030.113-87	ОСТ 108.030.113-87	От -20 до +560	63 (630)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
15Х1М1Ф ОСТ 108.030.113-87	ОСТ 108.030.113-87	От -20 до +510	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
20Х2МА, 22Х3М ОСТ 26-01-135- 81	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135- 81	От -40 до +475	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
18Х3МФ ГОСТ 20072	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135- 81	От -50 до +475	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
20Х3МВФ ГОСТ 20072	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135- 81	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+

Окончание таблицы Г.2

Марка стали, стандарт или технические условия	Технические требования	Предельные параметры		Обязательные испытания						Контроль			
		температура стенки, °С, не более	давление номинальное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) не более	$\sigma_T$	$\sigma_B$	$\sigma$	$f$	KCU	HB	Макроструктура	Дефектоскопия	Неметаллические включения	МКК
15X5M ГОСТ 20072	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135-81	От -40 до +540	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
03X17H14M3 10X17H13M2T 10X17H15M3T 08X17H15M3T 08X18H10T 08X18H12T ГОСТ 5632	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135-81	От -50 до +510	40 (400)	+	+	+	-	-	-	+	+	+	+
12X18H10T 12X18H12T ГОСТ 5632	ГОСТ 22790 ОСТ 26-01-135-81	От -50 до +510	40 (400)	+	+	+	-	-	-	+	+	+	+

**Примечания**

Нормируемые показатели и объем контроля должны соответствовать указанным в нормативно-технической документации.

Контроль механических свойств при испытаниях на растяжение и ударный изгиб производится в соответствии с нормативной документацией. Испытания на ударный изгиб на образцах с концентратором типа V (KCV) проводятся по требованию.

Испытанию на склонность к МКК должны подвергаться поковки из коррозионностойких сталей при наличии требований в технической документации.



**Объемы входного контроля металла сборочных единиц и элементов трубопроводов для давления свыше 10МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)**

Таблица Г.3

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Трубы	Анализ сертификатных данных	
	Осмотр наружной и внутренней поверхности	100 %
	Проверка маркировки	100 %
	Контроль наружного диаметра и толщины стенки	100 %
	Магнитная дефектоскопия по наружной поверхности	100 % труб с наружным диаметром менее 14 мм
	Проверка стилоскопом наличия хрома, вольфрама, никеля, молибдена, ванадия, титана в металле труб из легированных марок стали	100 %
	Контроль твердости по Бринеллю с обоих концов трубы	100 % труб с толщиной стенки 5 мм и более
	Испытание на растяжение	2 трубы от партии
	Испытание на ударный изгиб	2 трубы от партии с толщиной стенки более 12 мм
	Контроль загрязненности неметаллическими включениями (при отсутствии документа на данный вид контроля)	2 трубы от партии
	Испытание на раздачу (по требованию проекта)	2 трубы от партии
	Испытание на сплющивание (по требованию проекта)	2 трубы от партии с наружным диаметром 45 мм и более
	Испытание на изгиб (по требованию проекта)	2 трубы от партии с наружным диаметром менее 45 мм
	Испытание на межкристаллитную коррозию (по требованию проекта)	2 трубы от партии
Поковки	Анализ сертификатных данных	
	Внешний осмотр	100 %
	Проверка маркировки	100 %
	Проверка размеров	100 %
	Магнитопорошковый контроль или капиллярный (цветной) контроль	Выборочно, в местах, где внешним осмотром трудно определить дефекты, а также в местах исправления поверхностных дефектов
	Ультразвуковой контроль	Каждая поковка деталей $D \geq 32$ мм и более
	Проверка стилоскопом наличия хрома, вольфрама, молибдена, никеля, ванадия, титана в металле поковок из легированных марок стали	100 %
	Контроль твердости по Бринеллю	100 %
	Испытание на растяжение	2 поковки от партии
	Испытание на ударный изгиб	2 поковки от партии
Контроль загрязненности неметаллическими включениями (при отсутствии документа на данный вид контроля)	Каждая поковка деталей $DN < 250$ мм	

Продолжение таблицы Г.3

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Поковки	Испытание на стойкость против межкристаллитной коррозии (по требованию проекта)	2 поковки от партии
Электроды	Проверка наличия сертификатов	
	Проверка наличия ярлыков на упаковке и соответствия их данных сертификатам	100 %
	Проверка соответствия качества электродов требованиям ГОСТ 9466	По одному электроду из 5 пачек от партии
	Проверка сварочно-технологических свойств электродов путем сварки тавровых соединений по ГОСТ 9466	1 пачка из партии
Сварочная проволока	Проверка по ГОСТ 9466 химического состава и (при наличии требований) содержания ферритной фазы и стойкости к МКК	1 пачка из партии
	Проверка наличия сертификатов и соответствия их данных требованиям ГОСТ 2246 или ТУ	100 %
	Проверка наличия бирок на мотках и соответствия их данных сертификатам	100 %
	Проверка соответствия поверхности проволоки требованиям ГОСТ 2246 или ТУ	100 % мотков
Сварочный флюс	Проверка стилоскопом химического состава проволоки	1 моток от каждой партии
	Проверка наличия сертификата и соответствия его данных требованиям ГОСТ 9087 или ТУ	100 %
Защитный газ	Проверка наличия ярлыков на таре и соответствия их данных сертификату	100 %
	Проверка наличия сертификата	
Фасонные детали (тройники, переходы, угольники и т. п.)	Проверка наличия ярлыков на баллонах и соответствия их данных сертификату	100 %
	Проверка чистоты газа на соответствие сертификату	1 баллон от партии
	Анализ паспортных данных	
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая деталь
	Проверка визуальным осмотром наружных и внутренних поверхностей на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин, повреждений от транспортировки и разгрузки	Каждая деталь
	Проверка качества обработки уплотнительных мест и кромок под сварку	Каждая деталь
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	Выборочно, в тех местах, где внешним осмотром трудно определить дефекты, а также в местах исправления поверхностных дефектов
Проверка качества резьбы на присоединенных концах и в гнездах под упорные шпильки (внешним осмотром, резьбовыми калибрами, прокручиванием резьбовых фланцев, шпилек)	Каждая деталь	
Проверка габаритных и присоединительных размеров	Каждая деталь	
Проверка стилоскопом наличия хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия, титана	Каждая деталь из легированной марки стали	

Продолжение таблицы Г.4

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Металлические уплотнительные прокладки	Анализ паспортных данных	
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая прокладка
	Визуальный осмотр уплотнительной поверхности	Каждая прокладка
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	В сомнительных случаях
	Проверка геометрических размеров	2 прокладки от партии
Колена и отводы гнутые	Анализ паспортных данных	
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая деталь
	Проверка визуальным осмотром наружных и внутренних поверхностей на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин и повреждений от транспортировки и разгрузки	Каждая деталь
	Измерение ультразвуковым методом толщины стенки в местегиба	Каждая деталь
	Замер овальности	Каждая деталь
	Ультразвуковой контроль сплошности металла в местегиба (при отсутствии документа на данный вид контроля)	Каждая деталь
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	Выборочно, в местах исправления поверхностных дефектов
	Проверка качества обработки уплотнительных мест и кромок под сварку	Каждая деталь
	Проверка качества резьбы на присоединительных концах резьбовыми калибрами или прокручиванием резьбовых фланцев	Каждая деталь
	Проверка габаритных и присоединительных размеров	Каждая деталь
	Проверка стилоскопом наличия хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия, титана	Каждая деталь из легированной марки стали
Шпильки, гайки	Анализ паспортных данных	
	Проверка типа шпилек	Каждая шпилька
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая деталь
	Проверка длины шпилек	Каждая шпилька
	Проверка визуальным осмотром поверхностей шпилек и гаек на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин и повреждений	Каждая деталь
	Проверка качества резьбы резьбовыми калибрами	Каждая деталь
	Проверка качества и толщины покрытия	Каждая шпилька
Сварные соединения	Внешний осмотр	100 %
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль (при отсутствии документации на данный вид контроля)	100 %
	Радиография или ультразвуковая дефектоскопия (при отсутствии документации на данный вид контроля)	100 %

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Сварные соединения	Измерение твердости основного металла, металла шва, зоны термического влияния (при отсутствии документации на данный вид контроля)	100 % соединений из хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых и хромомолибденованадиево-вольфрамовых сталей; 2 соединения из остальных марок стали
	Проверка стилоסקопом наличия основных легирующих элементов, определяющих марку стали в основном и наплавленном металле	100 %
	Определение содержания ферритной фазы для сварных соединений из аустенитных сталей, работающих при температуре свыше 350°C (при отсутствии документации на данный вид контроля)	100 %

**Приложение Д  
(обязательное)**

**Применение материалов в газовых средах**

**Максимально допустимая температура применения сталей в водородсодержащих средах, (°С)**

Таблица Д.1

Марка стали	Температура (°С) при парциальном давлении водорода, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )						
	1,5 (15)	2,5 (25)	5 (50)	10 (100)	20 (200)	30 (300)	40 (400)
20, 20ЮЧ, 15ГС, 16ГС, 09Г2С, 10Г2	290	280	260	230	210	200	190
14ХГС	310	300	280	260	250	240	230
30ХМА, 15ХМ, 12Х1МФ	400	390	370	330	290	260	250
20Х2МА	480	460	450	430	400	390	380
15Х1М1Ф	510	490	460	420	390	380	380
22Х3М	510	500	490	475	440	430	420
18Х3МФ	510	510	510	510	500	470	450
20Х3МВФ, 15Х5М, 15Х5М-III, 08Х18Н10Т, 08Х18Н12Т, 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т, 03Х17Н14М3, 08Х17Н15М3Т, 10Х17Н13М2Т, 10Х17Н13М3Т	510	510	510	510	510	510	510
<p>Примечания</p> <p>1. Параметры применения сталей, указанные в таблице, относятся также к сварным соединениям при условии, что содержание легирующих элементов в металле шва не ниже, чем в основном металле.</p> <p>Сталь марок 15Х5М и 15Х5М-III допускается применять до 540 °С при парциальном давлении водорода не более 6,7 МПа (67 кгс/см<sup>2</sup>).</p>							

**Максимально допустимые парциальные давления окиси углерода, МПа (кгс/см<sup>2</sup>)**

Таблица Д.2

Тип стали	Парциальное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) при температуре, °С	
	до 100	свыше 100
Углеродистые и низколегированные с содержанием хрома до 2 %	24 (240)	–
Низколегированные с содержанием хрома свыше 2 % до 5 %	–	10 (100)
Коррозионностойкие стали аустенитного класса	–	24 (240)
Примечание – Условия применения установлены для скорости карбонильной коррозии не более 0,5 мм/год.		

**Максимально допустимые температуры применения сталей в средах, содержащих аммиак, (°С)**

Таблица Д.3

Марка стали	Температура (°С) при парциальном давлении аммиака, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		
	От 1 (10) до 2 (20)	От 2 (20) до 5 (50)	От 5 (50) до 8 (80)
20, 20ЮЧ, 15ГС, 16ГС, 09Г2С, 10Г2	300	300	300
14ХГС, 30ХМА, 15ХМ, 12Х1МФ	340	330	310
15Х1М1Ф, 20Х2МА, 22Х3М, 18Х3МВ, 15Х5М, 20Х3МВФ, 15Х5М-III	360	350	340
08Х18Н10Т, 08Х18Н12Т, 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т, 03Х17Н14М3, 10Х17Н13М2Т, 10Х17Н13М3Т, 08Х17Н15М3Т	540	540	540
Примечание – Условия применения установлены для скорости азотирования не более 0,5 мм/год.			

**Приложение Е**  
**(рекомендуемое)**

**Расстояния между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до стенок каналов и стен зданий, не менее, мм**

Таблица Е.1

Диаметр трубопроводов, DN, мм	Для изолированных трубопроводов								Для неизолированных трубопроводов							
	при температуре стенки, °С						без фланцев		с фланцами в одной плоскости при давлении, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )							
	ниже -30		от -30 до +19		от +20 до +600				до 1,6 (16)		2,5 (25) и 4 (40)		6,3 (63)		10 (100)	
	A	b1	A	b2	A	b3	A	b4	A	b5	A	b6	A	b7	A	b8
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	1170	1000	1170	1000	710	660	850	800	—	—	—	—	—	—
1400	1330	1160	1270	1100	1270	1100	810	760	950	900	—	—	—	—	—	—

Примечания

1. При наличии на трубопроводах арматуры для обогревающих спутников принятые по таблице расстояния А и Б (см. рисунок 10.1) следует проверять, исходя из условий необходимости обеспечения расстояния в свету не менее, мм: 50 - для неизолированных трубопроводов при DN до 600 мм; 100 - для неизолированных трубопроводов при DN свыше 600 мм и для всех трубопроводов с тепловой изоляцией.

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

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

4. 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.



**Приложение Ж  
(обязательное)**

**Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линии электропередач**

Таблица Ж.1

Напряжение, кВ	До 1	От 1 до 20	От 35 до 110	150	220
Расстояние над трубопроводом, м	1,0	3,0	4,0	4,5	5,0
Примечание – При определении вертикального и горизонтального расстояния между воздушными линиями электропередач и технологическими трубопроводами всякого рода защитные ограждения, устанавливаемые над ними в виде решеток, галерей, площадок, рассматриваются как части трубопровода.					

**Приложение К  
(рекомендуемое)**

**Периодичность проведения ревизий технологических трубопроводов с номинальным давлением ≤ 10 МПа**

Таблица К.1

Транспортируемые среды	Категория трубопровода	Периодичность проведения ревизий при скорости коррозии, мм/год		
		более 0,5	0,1– 0,5	до 0,1
Чрезвычайно, высоко и умеренно опасные вещества 1, 2, 3 классов по ГОСТ 12.1.007 и высокотемпературные органические теплоносители (ВОТ) [среды групп А]	I и II	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года
Взрыво- и пожароопасные вещества (ВВ), горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные, легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) [среды группы Б(а), Б(б)]	I и II	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года
	III	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 4 года
Горючие жидкости (ГЖ) [среды группы Б(в)]	I и II	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года
	III и IV	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 4 года
Трудногорючие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества по ГОСТ 12.1.004 (среды группы В)	I и II	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года	Не реже одного раза в 6 лет
	III, IV и V	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 6 лет	Не реже одного раза в 8 лет

**Приложение Л  
(рекомендуемое)**

**Паспорт на сборочные единицы стальных трубопроводов комплектных  
трубопроводных линий**

Форма 1

**Характеристика технологических трубопроводов**

Наименование предприятия-изготовителя и его адрес \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Заказчик \_\_\_\_\_

Заказ № \_\_\_\_\_

Дата изготовления \_\_\_\_\_

Чертеж № \_\_\_\_\_

Шифр и наименование технологического производства \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Номер линии по монтажной спецификации \_\_\_\_\_

Категория трубопровода \_\_\_\_\_

Характеристика трубопровода:

Рабочая среда \_\_\_\_\_

Расчетное давление \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>)

Расчетная температура \_\_\_\_\_ °С

Пробное давление \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>)

Форма 2

**Сведения о трубах и деталях трубопровода**

Позиция деталей по чер- тежу	Обозна- чение детали	Наиме- нование детали	Основные разме- ры, мм		Количе- ство деталей, шт.	Пред- приятие- изгото- витель деталей	Номер серти- фиката, паспор- та	Номер плавки или пар- тии	Марка стали, ГОСТ или ТУ
			наруж- ный диаметр	толщи- на стен- ки					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

ГОСТ, ОС Т или ТУ на изгото- вление	Сведения о термооб- работке	Механические свойства материалов						
		темпера- тура ис- пытаний, °С	времен- ное со- против- ление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	предел текуче- сти, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	относи- тельное удлинение, %	относи- тельное сужение, %	ударная вязкость, Дж/см <sup>2</sup> KCU/KCV	Твердость по Бринел- лю, НВ
11	12	13	14	15	16	17	18	19

Сведения о контроле материалов						
макроструктура	микроструктура	УЗД	магнитный	капиллярный (цветной)	на МКК	Примечание
20	21	22	23	24	25	26

Форма 3

### Сведения о сварных соединениях

Обозначение стыка по чертежу сборочной единицы	Номер стыка	Сведения о сварщике					Сведения о сварке		
		Фамилия, имя, отчество	Номер удостоверения	Номер клейма сварщика	Дата проверки сварщика	Дата сварки контрольного стыка	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Марка стали	Дата сварки стыка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Сведения о сварке										
Вид сварки и данные о присадочном материале				Результаты испытаний контрольного стыка						
Корень шва	Остальной шов	Температура подогрева, °С	Вид термобработки сварного шва	Температура испытаний, °С	Временное сопротивление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость, Дж/см <sup>2</sup> (кгс·м/см <sup>2</sup> ) KCU/KCV	Твердость по Бринеллю, НВ	Угол загиба, градусы
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Результаты межкристаллитной коррозии	Количество стыков	Внешний осмотр	УЗД	Просвечивание	Магнитная и капиллярная (цветная) дефектоскопия	Микроструктура и содержание ферритной фазы для аустенитных сталей	Примечание
22	23	24	25	26	27	28	29

**ПЕРЕЧЕНЬ  
арматуры, входящей в сборочные единицы стальных комплектных техноло-  
гических линий**

Номер позиции по чертежу общего вида	Наименование изделия	Заводской номер изделия	Количество изделий	Номер прилагаемого паспорта завода-изготовителя	Примечание
1	2	3	4	5	6

Форма 5

**АКТ  
гидравлического испытания сборочных единиц**

Город \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ г.

Завод \_\_\_\_\_

Цех \_\_\_\_\_

Мы, нижеподписавшиеся, представитель завода в лице \_\_\_\_\_

(должность, фамилия, имя, отчество)

представитель ОТК завода в лице \_\_\_\_\_

(должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий акт в том, что произведено испытание на прочность \_\_\_\_\_

(номер чертежа сборочной единицы)

Расчетное давление \_\_\_\_\_ МПа

Во время испытания изделие находилось в течение \_\_\_\_\_ мин. под пробным давлением \_\_\_\_\_ МПа, после чего давление было снижено до расчетного \_\_\_\_\_ МПа и выдерживалось до конца осмотра изделия.

Во время испытания никаких дефектов, течи, а также падения давления по манометру не обнаружено.

Представители:

завода \_\_\_\_\_

(подпись) (фамилия, и.о.)

ОТК завода \_\_\_\_\_

(подпись) (фамилия, и.о.)

Примечание – Заполняется и прилагается в случае проведения испытаний.

Форма 6

### АКТ ревизии и испытания арматуры

Город \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ г.

Завод \_\_\_\_\_

Цех \_\_\_\_\_

Мы, нижеподписавшиеся, представитель завода в лице \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество)

представитель ОТК завода в лице \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий акт в том, что были проведены наружный осмотр, ревизия и испытания арматуры на прочность и плотность \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(наименование арматуры, заводской номер)

Пробное давление

На прочность \_\_\_\_\_ МПа

На плотность \_\_\_\_\_ МПа

На герметичность затвора \_\_\_\_\_ МПа

При ревизии и испытании арматуры дефектов не обнаружено. Арматура считается выдержавшей испытание на прочность и пригодной для эксплуатации.

Представители:

завода \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(подпись) (фамилия, и.о.)

ОТК завода \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(подпись) (фамилия, и.о.)

Примечание – Заполняется и прилагается в случае проведения испытаний.

Форма 7

### СПЕЦИФИКАЦИЯ

(составляется согласно ГОСТ 21.110-95)

Формат	Заказ	Позиция	Обозначение	Наименование	Количество	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

Основная надпись по ГОСТ 2.104

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сборочные единицы технологического трубопровода № \_\_\_\_\_ изготовлены и испытаны в полном соответствии с проектом и признаны годными к работе при рабочих параметрах (рабочее давление, рабочая температура, рабочая среда).

Настоящий паспорт содержит:

Форма 1 – на \_\_\_\_\_ листах

Форма 2 – на \_\_\_\_\_ листах

Форма 3 – на \_\_\_\_\_ листах

Форма 4 – на \_\_\_\_\_ листах

Форма 5 – на \_\_\_\_\_ листах

Форма 6 – на \_\_\_\_\_ листах

Форма 7 – на \_\_\_\_\_ листах

Форма 8 – на \_\_\_\_\_ листах

Сборочный чертеж трубопроводной линии

Итого листов:

Главный инженер завода \_\_\_\_\_

(подпись) (ф.и.о.)

Начальник ОТК завода \_\_\_\_\_

(подпись) (ф.и.о.)

Место печати

Дата заполнения паспорта

Город

**Приложение М**  
**(рекомендуемое)**  
**Паспорт трубопровода**

**1. СОДЕРЖАНИЕ ПАСПОРТА**

<u>Наименование раздела (таблицы) и приложения</u>	<u>количество страниц</u>
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ	
СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКАХ ТРУБОПРОВОДА	
ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ	
ДАННЫЕ О МАТЕРИАЛАХ	
Сведения о трубах, отводах и листовом металле	
Сведения о фланцах и крепежных изделиях	
Сведения об арматуре и фасонных частях (литых и кованных)	
Сведения о неразрушающем контроле сварных соединений	
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
ОТВЕТСТВЕННЫЕ ЗА ИСПРАВНОЕ СОСТОЯНИЕ И БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРУБОПРОВОДА	
СВЕДЕНИЯ О РЕМОНТЕ И ПЕРЕУСТРОЙСТВЕ ТРУБОПРОВОДА	
ЗАПИСИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕВИЗИИ (ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ) ТРУБОПРОВОДА	
ФОРМУЛЯР ЗАМЕРА ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА	
РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА	
ПРИЛОЖЕНИЯ	

\* При восстановлении утраченного или отсутствующего паспорта трубопровода, находящегося в эксплуатации, на титульном листе паспорта делается запись: "ДУБЛИКАТ". Паспорт составлен на основании технической документации изготовителя и результатов экспертного обследования» за подписью руководителя организации (эксперта), разработавшей паспорт.

Примечание — Паспорта, разработанные до вступления в силу настоящего стандарта по форме, предусмотренной предыдущими Правилами и стандартами, не требуют переоформления.

## 2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ

Наименование предприятия		
Цех или установка		
Наименование трубопровода		
Назначение трубопровода		
Наименование рабочей среды		
Характеристика рабочей среды	Класс опасности	
	Взрывопожаро- опасность	
Рабочее давление, МПа		
Расчетное давление, МПа		
Расчетная температура стенки, °С		
Категория трубопровода		
Пробное давление испытания, МПа	Гидравлического	
	Пневматического (под АЭ- контролем)	
Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С		
Расчетный срок службы трубопровода, лет (часов, циклов нагружения)		

## 3. СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКАХ ТРУБОПРОВОДА

№ п/п	Наименование участков или обозначение по схеме	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Протяженность участка трубопровода, м

Перечень схем, чертежей и других элементов, предъявляемых при сдаче трубопровода в эксплуатацию, предусмотренных СНиП, действующими правилами, специальными техническими условиями или проектной документацией.



#### 4. ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ

(заполняется для вновь вводимых трубопроводов)

Наименование проектной организации	
Номера узловых чертежей	
Наименование монтажной организации	
Дата монтажа	
Род сварки, применявшийся при монтаже трубопровода	
Данные о присадочном материале (тип, марка, ГОСТ или ТУ)	

Сварка трубопровода произведена в соответствии с требованиями

#### 5. ДАННЫЕ О МАТЕРИАЛАХ

##### 5.1 Сведения о трубах, отводах и листовом металле

№ п/п	Наименование элементов	Размеры $D \times S$	Марка стали	ГОСТ или ТУ

##### 5.2 Сведения о фланцевых и других соединениях

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ на фланцы	Номинальный диаметр $DN$	Номинальное давление $PN$ , МПа	Материал фланца или соединяемой детали		Материал фланца или соединяемой детали	
					марка стали	ГОСТ или ТУ	марка стали	ГОСТ или ТУ

\* Заполняется при рабочей температуре трубопровода более 350 °С независимо от давления в трубопроводе и при давлении в трубопроводе более 2,5 МПа независимо от температуры

##### 5.3 Сведения об арматуре и фасонных частях (литых и кованных)

№ п/п	Наименование	Обозначение по каталогу	Номинальный диаметр $DN$	Номинальное давление $PN$ , МПа	Марка материала корпуса	ГОСТ или ТУ

##### 5.4 Сведения о неразрушающем контроле сварных соединений

№ п/п	Обозначение сварного шва по схеме	Номер и дата документа о проведении контроля	Метод контроля	Объем контроля, %	Описание дефектов	Оценка

## 6. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

(Заносятся последние результаты при заполнении паспорта)

Вид и условия испытания		
Испытание на прочность (гидравлическое, пнев- матическое под АЭ- контролем)	Пробное давление, МПа	
	Испытательная среда	
	Результаты испытаний	
Испытание на плотность	Давление испытаний, МПа	
	Продолжительность выдержки, ч (мин)	
	Результаты испытаний	
Дополнительные испыта- ния на герметичность *	Давление испытаний, МПа	
	Испытательная среда	
	Продолжительность выдержки, ч	
	Падение давления за время ис- пытания, % в час.	
* Проводятся для трубопроводов групп А, Б(а), Б(б), а также вакуумных трубопроводов.		

## 7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трубопровод изготовлен и смонтирован в полном соответствии с действующими нормами и признан годным к работе

Владелец трубопровода

\_\_\_\_\_

(подпись)

\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о.)

Представитель монтажной организации

\_\_\_\_\_

(подпись)

\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о.)

Руководитель экспертной организации  
(эксперт)

\_\_\_\_\_

(подпись)

\_\_\_\_\_

(фамилия, и.о.)

\* Подпись представителя монтажной организации обязательна только для вновь вводимых трубопроводов.

\*\* Подпись руководителя экспертной организации (эксперта) обязательна только при восстановлении утраченного или отсутствующего паспорта трубопровода, находящегося в эксплуатации

### 8. ОТВЕТСТВЕННЫЕ ЗА ИСПРАВНОЕ СОСТОЯНИЕ И БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРУБОПРОВОДА

№ и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, имя и отчество	Подпись ответственного лица

### 9. СВЕДЕНИЯ О РЕМОНТЕ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТРУБОПРОВОДА

Дата записи	Основание	Запись о ремонте, реконструкции трубопровода	Подпись ответственного лица, проводившего ремонт

### 10. ЗАПИСИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕВИЗИИ (ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ) ТРУБОПРОВОДА

Дата	Результат ревизии (освидетельствования)	Срок следующей ревизии (освидетельствования)

### 11. ФОРМУЛЯР ЗАМЕРА ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА

№ точек по схеме	Первоначальный диаметр и толщина, мм	Отбраковочный размер, мм	Толщина по замеру, мм	Метод замера	Фамилия проверяющего	Подпись	Примечание
Примечание — При отсутствии требуемых документов из-за давности эксплуатации необходимо указать перечень схем, чертежей, документов, подтверждающих качество материалов, сварных швов, проведенных испытаний на прочность, плотность, герметичность.							

## 12. РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА

Трубопровод зарегистрирован № \_\_\_\_\_

В \_\_\_\_\_

(регистрирующий орган)

В паспорте пронумеровано \_\_\_\_\_ страниц и прошнуровано всего \_\_\_\_\_ листов,  
а в том числе чертежей на \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

(должность регистрирующего лица)

\_\_\_\_\_

(подпись)

М.П.

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 г.

Примечания

Обязательные приложения к паспорту:

- схема (чертеж) трубопровода с указанием размеров участков, номинального диаметра, исходной и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки опор, арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков, контрольных засверловок (если они имеются) и их нумерации;

- расчет на прочность;

- регламент проведения в зимнее время пуска (остановки) трубопровода (заполняется для трубопроводов, расположенных на открытом воздухе или в неотапливаемом помещении);

Также к паспорту прилагаются:

- акты ревизии и отбраковки элементов трубопровода;

- удостоверение о качестве ремонтов трубопроводов, в том числе журнал сварочных работ на ремонт трубопроводов, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков;

- документация по контролю металла трубопроводов, работающих в водородсодержащих средах;  
При необходимости могут быть дополнительно приложены другие документы.

**Приложение Н**  
**(рекомендуемое)**  
**Паспорт арматуры**

Товарный знак изготовителя	<b>ПАСПОРТ</b> _____ обозначение паспорта	Лист 1
----------------------------	--	--------

Место знака обращения на рынке	<i>Сведения о разрешительных документах (декларация о соответствии или сертификат соответствия, и др.), номер, дата выдачи и срок действия</i>
--------------------------------	--

**1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ**

Наименование изделия	.....DN....., PN.....
Обозначение изделия	
Документ на изготовление и поставку	_____ обозначение ТУ
Изготовитель (поставщик)	
Заводской номер изделия	
Дата изготовления (поставки)	
Назначение	

**2. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ**

Наименование параметра		Значение
Диаметр номинальный <i>DN</i>		<b><i>В соответствии с ТУ</i></b>
Давление номинальное <i>PN</i> , МПа и/или рабочее <i>Pp</i>		
Рабочая среда		
Температура рабочей среды <i>t</i> , °С		
Герметичность затвора		
Климатическое исполнение и параметры окружающей среды		
Тип присоединения к трубопроводу		
Гидравлические характеристики (коэффициент сопротивления или условная пропускная способность или коэффициент расхода)		
Масса, кг		
<b><i>Остальные технические данные и характеристики – в соответствии с ТУ</i></b>		
Показатели надежности	<b><i>В соответствии с ТУ</i></b>	
Показатели безопасности	<b><i>В соответствии с ТУ</i></b>	
Вид привода	Тип (чертеж), зав. №	<b><i>В соответствии с ТУ</i></b>
	Исполнение	
	Напряжение, В	
	Мощность, кВт	
	Передаточное число	
	КПД, %	
	Максимальный крутящий момент, Н·м	
	Масса, кг	
Паспорт		

Товарный знак изготовителя	<b>ПАСПОРТ</b> _____ обозначение паспорта	Лист 2
-------------------------------	--	--------

### 3. СВЕДЕНИЯ О МАТЕРИАЛАХ ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ

Наименование детали	Марка материала, стандарт или ТУ

Примечание – При необходимости для ответственной арматуры оформляют таблицы с данными для основных деталей (химический состав, механические свойства материалов, сведения о контроле качества материалов) и сведения о результатах контроля качества сварочных материалов, сварных соединений и наплавки.

### 4. ДАННЫЕ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Наименование, обозначение изделия, зав. №	Вид испытаний	Среда испытательная	Давление испытаний, МПа	Температура испытаний, °С	Давление, при котором производится осмотр, МПа	Результат испытаний		Дата испытаний, № акта
						По документации	Фактический	
	Гидравлические испытания	На прочность и плотность материала корпусных деталей и сварных швов						
		На герметичность относительно внешней среды уплотнений подвижных и неподвижных соединений						
	На герметичность затвора					Утечки, см <sup>3</sup> /мин		
	На функционирование (работоспособность)							

### 5. КОМПЛЕКТНОСТЬ

5.1 В комплект поставки входят:

- \_\_\_\_\_  
наименование изделия, обозначение
- паспорт \_\_\_\_\_ - 1 экз. на каждое изделие (или на партию изделий до \_\_\_\_\_ штук);
- руководство по эксплуатации \_\_\_\_\_;  
обозначение
- эксплуатационная документация на комплектующие изделия (ПС, РЭ);
- ведомости ЗИП \_\_\_\_\_;  
обозначение
- комплект запасных частей в соответствии с ведомостью ЗИП.

Товарный знак изготовителя	<b>ПАСПОРТ</b> _____ обозначение паспорта	Лист 3
-------------------------------	--	--------

### 6. ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ (ПОСТАВЩИКА)

Изготовитель (поставщик) гарантирует работоспособность изделий при условии соблюдения потребителем условий эксплуатации, транспортирования, хранения и технического обслуживания, указанных в РЭ.

Гарантийный срок эксплуатации \_\_\_\_\_ со дня ввода в эксплуатацию, но не более \_\_\_\_\_ со дня отгрузки.

Гарантийная наработка \_\_\_\_\_ циклов в пределах гарантийного срока эксплуатации.

Гарантийные обязательства действуют только при сохранении гарантийных пломб изготовителя.

### 7. КОНСЕРВАЦИЯ

Дата	Наименование работы	Срок действия, годы	Должность, фамилия подпись
	Консервация Вариант защиты – _____ по ГОСТ 9.014		
	Переконсервация		
	Расконсервация		

### 8. СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ УПАКОВЫВАНИИ

Вариант внутренней упаковки \_\_\_\_\_ по ГОСТ 9.014

		№ _____
наименование изделия	обозначение	заводской номер

упакован(а) \_\_\_\_\_  
наименование или код изделия

согласно требованиям, предусмотренным в ТУ

должность	личная подпись	расшифровка подписи	год, месяц, число

Товарный знак изготовителя	<b>ПАСПОРТ</b> _____ обозначение паспорта	Лист 4
-------------------------------	--	--------

### 9. ПЕРЕЧЕНЬ ОТКЛОНЕНИЙ ОТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Наименование и обозначение детали, сборочной единицы	Краткое содержание отклонения, несоответствия	Номер отчета по несоответствию	Номер разрешения, дата

### 10. СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ

_____	_____	№ _____
наименование	обозначение	заводской номер

изготовлен (а) и принят (а) в соответствии с обязательными требованиями государственных (национальных) стандартов, действующей технической документации и признан(а) годным(ой) для эксплуатации на указанные в настоящем паспорте параметры

Начальник ОТК      МП \_\_\_\_\_

_____	_____	_____
личная подпись	расшифровка подписи	год, месяц, число

-----  
линия отреза при поставке на экспорт

Руководитель предприятия

\_\_\_\_\_

Обозначение документа, по которому производится поставка

МП \_\_\_\_\_

_____	_____	_____
личная подпись	расшифровка подписи	год, месяц, число

Заказчик  
(при наличии)

МП \_\_\_\_\_

_____	_____	_____
личная подпись	расшифровка подписи	год, месяц, число

### 11. РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ

Дата освидетельствования	Результаты освидетельствования				Срок следующего освидетельствования	Подпись ответственного лица, осуществляющего надзор
	проверка документации	наружный осмотр в доступных местах	внутренний осмотр в доступных местах	гидравлические (пневматические) испытания		



Товарный знак изготовителя	<b>ПАСПОРТ</b> _____ обозначение паспорта	Лист 5
-------------------------------	--	--------

### 12. ДВИЖЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ, УЧЕТ РАБОТЫ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Дата установки	Место установки	Основные параметры (PN, t, рабочая среда)	Наработка		Вид технического обслуживания	Сведения о ремонте	Должность, подпись выполнившего работу
			с начала эксплуатации	после последнего ремонта			

### 13. СВЕДЕНИЯ ОБ УТИЛИЗАЦИИ

Дата	Сведения об утилизации	Примечание

### 14. ОСОБЫЕ ОТМЕТКИ

<p><b>14. ОСОБЫЕ ОТМЕТКИ</b></p>
----------------------------------

**Приложение П  
(рекомендуемое)**

**Свидетельство о монтаже технологического трубопровода**

Разрешение на монтаж трубопроводов  
№ \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ г.  
Выдано \_\_\_\_\_  
(наименование надзорного органа)

**СВИДЕТЕЛЬСТВО №  
о монтаже технологического трубопровода**

\_\_\_\_\_  
(наименование и месторасположение объекта, отделение, корпус)

\_\_\_\_\_  
(назначение и категория трубопровода,

\_\_\_\_\_  
буквенно-цифровое обозначение)

\_\_\_\_\_  
(рабочая среда, расчетное давление, расчетная температура)

**1. ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ**

Трубопровод смонтирован \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(наименование монтажной организации)

в полном соответствии с рабочей документацией, разработанной \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(наименование проектной организации)

по рабочим чертежам

\_\_\_\_\_  
(номера чертежей расположения оборудования и трубопроводов)

## 2. СВЕДЕНИЯ О СВАРКЕ

Вид сварки, применявшийся при монтаже трубопровода \_\_\_\_\_

---

Методы и объем контроля качества сварных соединений \_\_\_\_\_

---

Сварка и контроль качества сварных соединений произведены в соответствии с действующими "Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", рабочей документацией и НД сварщиками, прошедшими испытания согласно требованиям "Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства".

## 3. ТЕРМООБРАБОТКА

Термообработка сварных соединений произведена в соответствии с (наименование документа), рабочей документацией и НД

---

(указать НД)

## 4. СВЕДЕНИЯ О СТИЛОСКОПИРОВАНИИ

---

Примечание – Пункты 3 и 4 заполняются при наличии указаний в рабочей документации или НД о необходимости выполнения указанных работ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трубопровод смонтирован в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", рабочей документацией и НД.

### Перечень прилагаемых документов

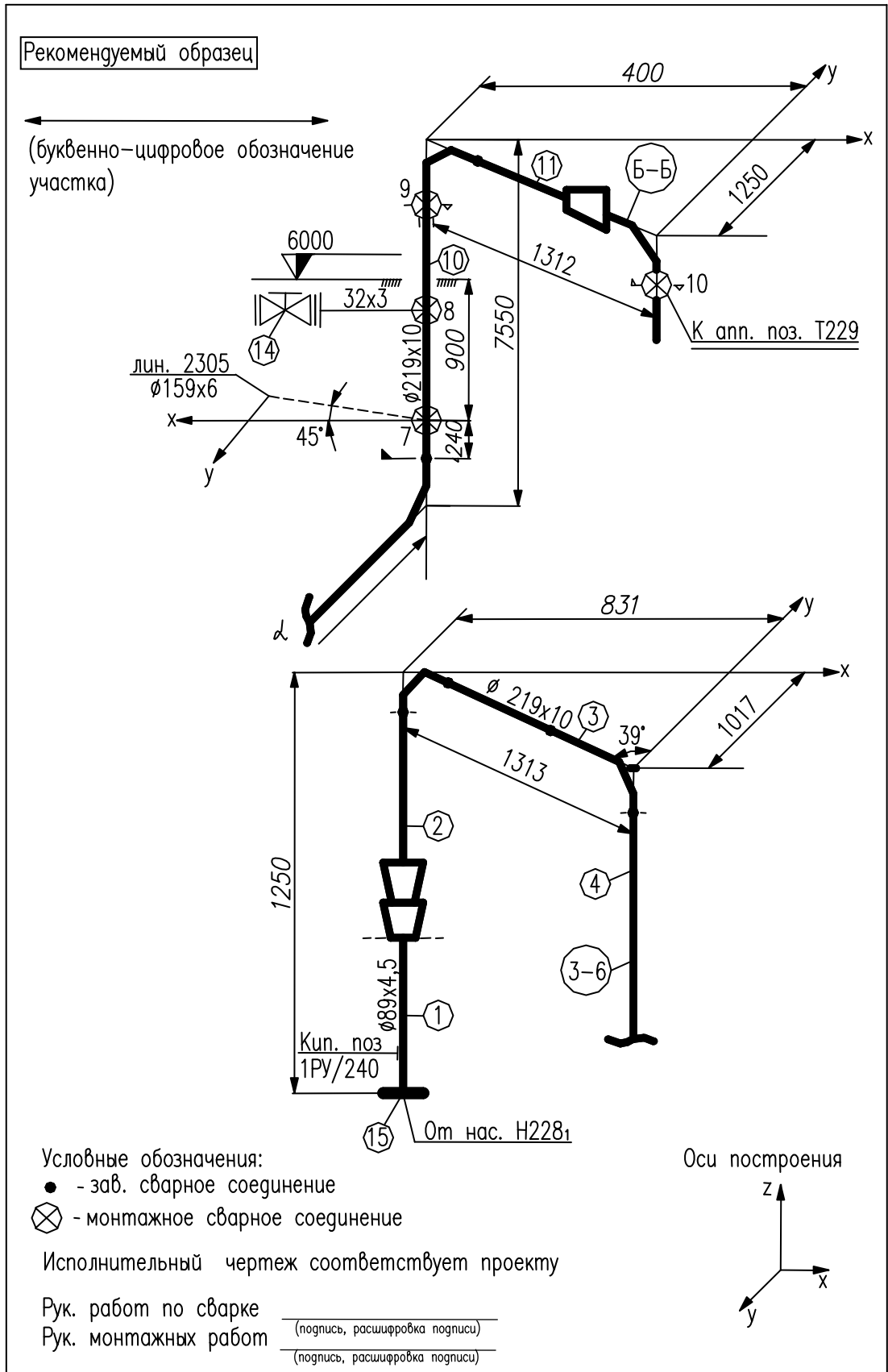
1. Исполнительные чертежи участков трубопроводов со спецификацией по форме 1.
2. Акты промежуточной приемки ответственных конструкций (форма 2).
3. Журналы по сварке трубопровода (форма 3).
4. Журналы учета и проверки качества контрольных сварных соединений (форма 4).
5. Списки сварщиков, операторов-термистов, дефектоскопистов (форма 5).
6. Журналы сборки разъемных соединений трубопроводов с давлением более 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) с контролируемым усилием натяжения (форма 6).
7. Списки рабочих, допущенных к сборке разъемных соединений трубопроводов с давлением более 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) с контролируемым усилием натяжения (форма 7).
8. Акты испытания трубопроводов (форма 8).
9. Документация предприятий-изготовителей на изделия и материалы, применяемые при монтаже трубопровода (согласно описи).
10. Акты на предварительную растяжку (сжатие) компенсаторов (форма 9).

Руководитель монтажных работ

---

(подпись, ф.и.о.)

### ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ЧЕРТЕЖ ТРУБОПРОВОДА



## СПЕЦИФИКАЦИЯ изделий, примененных при монтаже участка трубопровода

(буквенно-цифровое обозначение, указанное на исполнительном чертеже)

### 1. СВЕДЕНИЯ О ТРУБОПРОВОДАХ

Номер позиции по исполнительному чертежу	Наименование	$D \times S$ , мм	Материал, НД	Количество
1	2	3	4	5

### 2. СВЕДЕНИЯ О ФАСОННЫХ ДЕТАЛЯХ, ФЛАНЦАХ И ДРУГИХ СОЕДИНЕНИЯХ И АРМАТУРЕ

Номер позиции по исполнительному чертежу	Наименование	$DN$ , мм	$PN$ МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Материал, НД (для арматуры - материал корпуса)	Количество
1	2	3	4	5	6

### 3. СВЕДЕНИЯ О КРЕПЕЖНЫХ ДЕТАЛЯХ И ПРОКЛАДКАХ

Номер позиции разъемного соединения по исполнительному чертежу	Наименование	Материал, НД	Количество
1	2	3	4

### Пояснения к исполнительному чертежу

1. Заводским сварным швам присваиваются номера рядом расположенных на этом трубопроводе монтажных швов с индексом "зав". При появлении дополнительных швов их обозначают номером шва, расположенного рядом на этом трубопроводе, с индексом "а", "б" и т.д.

2. Нумерация сварных швов на чертеже и во всех других документах (журналах сварочных работ, термообработки, заключениях, протоколах и др.) должна быть единой.

3. На трубопроводах, подлежащих тепловой изоляции, на исполнительном чертеже указывается расстояние между сварными швами.

Руководитель монтажных работ \_\_\_\_\_

(подпись, ф.и.о.)

Форма 2

**АКТ**  
**промежуточной приемки ответственных конструкций (при наличии таких конструкций)**

\_\_\_\_\_

(наименование конструкций)

выполненных в \_\_\_\_\_

(наименование и месторасположение объекта)

" \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ Г.

Комиссия в составе:

представителя строительно-монтажной организации

\_\_\_\_\_

(фамилия, инициалы, должность)

представителя технического надзора заказчика

\_\_\_\_\_

(фамилия, инициалы, должность)

представителя проектной организации

\_\_\_\_\_

(фамилия, инициалы, должность)

произвела осмотр конструкций и проверку качества работ, выполненных

\_\_\_\_\_

(наименование строительно-монтажной организации)

и составила настоящий акт о нижеследующем:

1. К приемке предъявлены следующие конструкции

\_\_\_\_\_

(перечень и краткая характеристика конструкций)

2. Работы выполнены по проектно-сметной документации

\_\_\_\_\_

(наименование проектной организации, номера чертежей и дата их составления)

3. При выполнении работ отсутствуют (или допущены) отклонения от проектно-сметной документации

---

(при наличии отклонений указывается,

---

кем согласованы, номера чертежей и дата согласования)

4. Дата: начало работ \_\_\_\_\_

окончание работ \_\_\_\_\_

### РЕШЕНИЕ КОМИССИИ

Работы выполнены в соответствии с проектно-сметной документацией, стандартами, строительными нормами и правилами.

На основании изложенного разрешается производство следующих работ по устройству (монтажу)

---

---

(наименование работ и конструкций)

Представитель строительно-монтажной организации \_\_\_\_\_

(подпись) (фамилия, и.о.)

Представитель технического надзора заказчика \_\_\_\_\_

(подпись) (фамилия, и.о.)

Представитель проектной организации \_\_\_\_\_

(подпись) (фамилия, и.о.)



Форма 3

**ЖУРНАЛ № \_\_\_\_\_**  
**по сварке трубопроводов \_\_\_\_\_**

(месторасположение объекта, отделение, корпус)

(№№ чертежей расположения трубопровода, буквенно-цифровое обозначение участков)

№ п/п	Обозначение сварного соединения по исполнительному чертежу, тип сварного соединения по ГОСТ 16037	Ф.И.О. сварщика, личное клеймо	Марка стали (композиция марок сталей), НД, №№ сертификатов	Наружный диаметр элемента трубопровода и толщина стенки $D_n \times S$ , мм	Дата сварки, температурные условия в рабочей зоне, °С	Способ сварки	Сварочные материалы (марка электрода, сварочной проволоки, защитный газ, флюс), НД, №№ сертификатов	Режим предварительного и сопутствующего подогрева
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Отметка о контроле корня шва	Стилоскопирование металла шва, № заключения, дата	Ф.И.О. оператора-термиста, личное клеймо	№ диаграммы по журналу термообработки сварных соединений	Замер твердости металла шва, № заключения, дата	Отметка о годности сварного соединения по внешнему осмотру и измерениям	Способ и результаты неразрушающего контроля сварного соединения, № заключения, дата	Результаты замера ферритной фазы в металле шва, № заключения, дата
10	11	12	13	14	15	16	17

Примечание – Графы 9-14, 17 заполняются при наличии соответствующих указаний в рабочей документации или НД.

\_\_\_\_\_  
(наименование монтажной организации)

Руководитель работ по сварке \_\_\_\_\_

(подпись, ф.и.о.)

Руководитель монтажных работ \_\_\_\_\_

(подпись, ф.и.о.)

**ЖУРНАЛ № \_\_\_\_\_**  
**учета и проверки качества контрольных сварных соединений \_\_\_\_\_**

(месторасположение объекта, отделение, корпус)

№	Ф.И.О. сварщика, личное клеймо	Марка стали (композиция марок сталей)	Наружный диаметр элемента трубопровода и толщина стенки DнхS, мм	Способ сварки	Сварочные материалы (марка электрода, сварочной проволоки, защитный газ, флюс)	Режим предварительного и сопутствующего подогрева	Стилоскопирование металла шва, № заключения, дата	№ диаграммы по журналу термообработки сварных соединений	Замер твердости металла шва, № заключения, дата
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Отметка о годности сварного соединения по внешнему осмотру и измерениям	Способ и результаты неразрушающего контроля сварного соединения, № заключения, дата	Механические испытания образцов сварных соединений, № заключения, дата	Металлографические исследования образцов сварных соединений, № заключения, дата	Замер ферритной фазы в металле шва, № заключения, дата	Склонность металла шва к МКК, № заключения, дата	Заключение о качестве контрольного соединения, соответствии его требованиям рабочей документации, НД и о допуске сварщика к сварке однотипных соединений
11	12	13	14	15	16	17

Примечание – Графы 7-10, 14-16 заполняются при наличии соответствующих указаний в рабочей документации или НД.

(наименование монтажной организации)

Начальник сварочной лаборатории \_\_\_\_\_

(подпись, ф.и.о.)

Руководитель работ по сварке \_\_\_\_\_

(подпись, ф.и.о.)

Дата \_\_\_\_\_

Форма 5

**СПИСОК  
сварщиков, операторов-термистов, дефектоскопистов**

\_\_\_\_\_ (месторасположение объекта, отделение, корпус)

\_\_\_\_\_ (наименование монтажной организации)

№ п/п	Фамилия, инициалы	Специальность	Разряд	Личное клеймо	Номер	№ журнала учета и проверки качества контрольных сварных соединений	Образец подписи
1	2	3	4	5	6	7	8

Руководитель работ по сварке \_\_\_\_\_

(подпись, ф.и.о.)

Руководитель монтажных работ \_\_\_\_\_

(подпись, ф.и.о.)

Форма 6

**ЖУРНАЛ № \_\_\_\_\_  
сборки разъемных соединений трубопроводов с давлением более 10 МПа  
(100 кгс/см<sup>2</sup>) с контролируемым усилием натяжения \_\_\_\_\_**

\_\_\_\_\_ (месторасположение объекта, отделение, корпус)

\_\_\_\_\_ (наименование монтажной организации)

№ п/п	№№ чертежей расположения по ГОСТ 21.401, буквенно-цифровое обозначение участка трубопровода	Обозначение разъемного соединения по исполнительным чертежам	№ сертификатов шпилек, гаек и других деталей	Отметка о приемке соединения под сборку	Дата сборки соединения	Усилие натяжения шпильки, кН (кгс)	Фамилия, инициалы рабочего-сборщика, № удостоверения	Фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за сборку соединений, дата
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Руководитель монтажных работ \_\_\_\_\_

(подпись, ф.и.о.)

**СПИСОК**  
**рабочих, допущенных к сборке разъемных соединений трубопроводов с**  
**давлением более 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) с контролируемым усилием натяжения**

---

\_\_\_\_\_

(месторасположение объекта, отделение, корпус)

---

(наименование монтажной организации)

№ п/п	Фамилия, инициалы рабочего-сборщика	Разряд	Номер удостоверения и срок действия	Образец личной подписи
1	2	3	4	5

Ответственный за сборку соединений \_\_\_\_\_  
(подпись, ф.и.о.)

Руководитель монтажных работ \_\_\_\_\_  
(подпись, ф.и.о.)

Форма 8

## АКТ ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Город \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ г.

\_\_\_\_\_ (месторасположение объекта, отделение, корпус)

\_\_\_\_\_ (наименование монтажной организации)

Мы, нижеподписавшиеся, представители монтажной организации \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (наименование, Ф.И.О., должность)

технического надзора заказчика \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (Ф.И.О., должность)

и проектной организации \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (наименование – в случае осуществления авторского надзора  
Ф.И.О., должность)

произвели \_\_\_\_\_ испытание на \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (прочность, герметичность)

способом \_\_\_\_\_ участков

\_\_\_\_\_ (гидравлическим, пневматическим)

трубопровода \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (№ чертежа, буквенно-цифровое обозначение участков)

Испытание проводилось \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (испытательная среда)

на прочность давлением \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>),

на герметичность давлением \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>).

Продолжительность испытания \_\_\_\_\_ ч.

Испытание произведено в соответствии с действующими "Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов", рабочей документацией, НД [технологические карты, производственные инструкции - для трубопроводов с рабочим давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)].

Во время испытаний трубопровода дефектов не обнаружено, и он признан выдержавшим испытание.

\_\_\_\_\_ (подпись) (фамилия, и.о.)

\_\_\_\_\_ (подпись) (фамилия, и.о.)

\_\_\_\_\_ (подпись) (фамилия, и.о.)

**АКТ**  
**на предварительную растяжку (сжатие) компенсаторов**

Город \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ Г.

Предприятие (заказчик) \_\_\_\_\_

Цех (объект) \_\_\_\_\_

Мы, нижеподписавшиеся, представитель монтирующей организации \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(наименование организации)

в лице \_\_\_\_\_

(должность, фамилия, и.о.)

и представитель заказчика в лице \_\_\_\_\_

(должность, фамилия, и.о.)

составили настоящий акт в том, что произведена предварительная растяжка (сжатие) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(тип компенсатора)

компенсатора за № \_\_\_\_\_, установленного на трубопроводе № \_\_\_\_\_ с условным проходом \_\_\_\_\_ мм, в соответствии с указанием в чертеже № \_\_\_\_\_ на \_\_\_\_\_ мм.

Строительная длина компенсатора в свободном состоянии \_\_\_\_\_ мм.

Строительная длина компенсатора после растяжки (сжатия) \_\_\_\_\_ мм.

Предварительная растяжка (сжатие) компенсатора произведена при температуре окружающего воздуха \_\_\_\_\_ °С.

Представители:

монтирующей организации \_\_\_\_\_

(подпись, ф.и.о.)

предприятия-заказчика \_\_\_\_\_

(подпись, ф.и.о.)

**Приложение Р**  
**(рекомендуемое)**

**Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев**

Среда	Давление $P_N$ , МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Тип уплотнительной поверхности
Все вещества группы В	$\leq 2,5$ (25)	С соединительным выступом
	$> 2,5$ (25) $\leq 6,3$ (63)	Выступ-впадина
Все вещества групп А, Б, кроме А (а) и ВОТ (высокотемпературный органический теплоноситель)	$\leq 1,0$ (10)	С соединительным выступом
Вещества группы А (а)	$\leq 0,25$ (2,5)	Гладкая
	$> 0,25$ (2,5) $\leq 6,3$ (63)	Выступ-впадина или "шип-паз"
ВОТ	Независимо	Шип - паз
Фреон, аммиак, водород	Независимо	Выступ- впадина или "шип-паз"
Все группы веществ при вакууме	От 0,095 до 0,05 абс. (0,95 - 0,5)	Выступ- впадина или "шип-паз"
	От 0,05 до 0,001 абс. (0,5 - 0,01)	Шип- паз
Все группы веществ	$> 6,3$ (63)	Под линзовую прокладку или прокладку овального или восьмиугольного сечения

**Приложение ZA**  
**(информативное)**

**Гармонизация требований разделов, пунктов настоящего стандарта и основных требований Директивы Европейского союза 97/23/ЕС и стандарта EN13480 "Трубопроводы промышленные металлические" (издание 2002-05)**

Таблица ZA.1 – Сопоставительная таблица классификации и испытания трубопроводов по российским нормам, нормам EN 13480 и Директиве 97/23/ЕС

Группа среды	Взрывопожароопасность транспортируемых веществ по российским нормам	Критерии российских норм			Критерии EN 13480, директивы 97/23/ЕС				Объем испытаний кольцевых швов <sup>3)</sup> RT/UT, %		Примечание
		категория трубопровода	P, МПа <sup>4)</sup>	T, °С	класс трубопровода / группа среды	PS, бар	P, мм	PS x DN, бар x мм	российские нормы	EN 13480-5	
А	Вещества с токсичным действием по ГОСТ 12.1.007: а) чрезвычайно опасные класса 1,2	I	независимо	независимо	IIIg / 1 <sup>1)</sup>	>0,5	>100	>350 0	20	10	
					IIIg / 1, IIIg / 1	>500	>25	-			
	б) умеренно опасные класса 3.	I	>2,5	>300 <-40	IIIg / 1	>0,5	>25	>100 0	20	10	
		II	от вак. 0,08 до 2,5	>-40 <300	IIg / 1	>10 <500	>25	>100 0	10	5	
Б	Взрывопожароопасные вещества по ГОСТ 12.1.044 а) горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные углеводородные газы (СУГ)	I	от вак. 0,08 до 2,5	от -40 до 300	IIIg / 1	>0,5	>100	>350 0	20	10	
					IIg / 1	>10 <500	>25	>200 0			
	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	I	>2,5	<-40; >300	IIIg / 1	>10 <500	>25	>200 0	20	10	
			вак. <0,08	независимо							



Продолжение таблицы ЗА.1

Группа среды	Взрывопожароопасность транспортируемых веществ по российским нормам	Критерии российских норм			Критерии EN 13480, директивы 97/23/ЕС				Объем испытаний кольцевых швов <sup>3)</sup> RT/UT, %		Примечание
		категория трубопровода	P, МПа <sup>4)</sup>	T, °С	класс трубопровода / группа среды	PS, бар	P, мм	PS x DN, бар x мм	российские нормы	EN 13480-5	
Б	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	II	>1,6 до 2,5	>120; <300	III $\ell$ / 1	>0,5 <500	>25	>200	10	5	
			вак. >0,08	>-40; <300							
		III	<1,6	>-40 <120	II $\ell$ / 1	<10 >0,5	>200	>200 0	2	5	
	в) горючие жидкости (ГЖ)	I	>6,3 вак. <0,03	<-40 >350	III $\ell$ / 1	>10	>80	>200 0	20	10	
		II	>2,5 до 6,3 вак. <0,08	>250 <350	III $\ell$ / 1	>10 <500	>25	>200 0	10	5	
		III	>1,6 до 2,5	>120 <250	III $\ell$ / 1	>10	>25	>200 0	2	5	
			вак. >0,08	>-40 <250							
		IV	<1,6	>-40 <120	II $\ell$ / 1	<10	>200	>200 0	1	5	
В	Трудногорючие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества	I	вак. <0,03 >6,3	>450 <-40	III $g$ / 2	>0,5	>250	>500 0	20	10	
		II	вак. < 0,08 вак. > 0,03 <6,3	>350 <450	III $g$ / 2	>0,5	>200	>500 0	10	10	
		III	>2,5 <6,3	>250 <350	II $\ell$ / 2	>0,5	>200	>500 0	2	5	
			вак. > 0,08 <1,6	<-40							
		IV	>1,6 <2,5	>120 <250	II $\ell$ / 2	>10	>200	>500 0	1	5	

Продолжение таблицы ZA.1

Группа среды	Взрывопожароопасность транспортируемых веществ по российским нормам	Критерии российских норм			Критерии EN 13480, директивы 97/23/ЕС				Объем испытаний кольцевых швов <sup>3)</sup> RT/UT, %		Примечание
		категория трубопровода	$P$ , МПа <sup>4)</sup>	$T$ , °С	класс трубопровода / группа среды	$PS$ , бар	$P$ , мм	$PS \times DN$ , бар x мм	российские нормы	EN 13480-5	
		V	>вак. 0,8 <1,6	>-40 <120	lg / 2	>0,5	>32	>100 0	-	5	пооперационный контроль
<p>Примечания</p> <p>1) <b>IIIg / 1</b> – обозначает класс трубопровода III среда – газ, группа среды 1, согласно EN13480-1.</p> <p>2) При поставке Заказчик указывает, по каким нормам осуществляется изготовление трубопровода (и/или их элементов) и согласовывает этот вопрос с инспектирующими органами.</p> <p>3) Объем испытаний относится к кольцевым, угловым швам методом радиографии или ультразвуковой дефектоскопии для группы углеродистых и низколегированных, марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей.</p> <p>4) Вакуум обозначается как остаточное давление в МПа.</p>											

Таблица ZA.2 – Сравнительная таблица требований разделов (подразделов) настоящего стандарта, стандарта Евросоюза *EN 13480* и Директивы 97/23/EC

Разделы / подразделы настоящего стандарта	Директива 97/23/EC	<i>EN 13480</i> <i>ASME B 31.3</i>	Содержание
Раздел 1, пункты 1.2; 1,4; 1,5	Пункт 2.1.2, статья 3	<i>EN 13480-1</i> , параграф 1	Область применения
Раздел 3	Параграф 2	<i>EN 13480-1</i> , параграф 3	Термины и определения
Раздел 5, таблица 5.1, группы сред "А", "Б", "В" Пункт 12.3.5, таблица 12.3	Статья 3, пункт 1.3; Статья 9, пункт 2.1	<i>EN 13480-1</i> , параграф 4 <i>EN 13480-5</i> , таблица 8.2-1 <i>CTN/TR 13480-7</i> , пункт 4.2	Классификация трубопроводов, объем неразрушающего контроля
Раздел 6, пункты 6.1; 6.2; 6.3	Приложение 7, параграф 2	<i>EN 13480-3</i> , пункты 6.1; 6.2; 6.3; 6.4	Общие требования к конструкции.
Раздел 7, пункты 7.1.1; 7.1.2; 7.1.4; 7.2; 7.3	Приложение 1, параграф 4, пункты 4.1; 4.2; 4.3; 6, раздел В.2	<i>EN 13480-2</i> , пункты 3; 4; 5	Применение материалов, в том числе по <i>ASME, EN</i>
Раздел 9, пункты 9.1; 9.2; 9.3; 9.4; 9.5	Приложение 1, параграф 4.2; 7.1; 7.1.2	<i>EN 13480-3</i> параграф 4.2; 4.2.5; 4.2.3.4; 4.2.3.5	Расчеты на прочность, допускаемые напряжения
Раздел 10, пункты 10.1; 10.2; 10,6	Приложение 1, параграф 6	<i>EN 13480-2</i> , параграф 4.3	Устройства трубопроводов
Раздел 10.7	Приложение 1, параграф 6, d)	<i>EN 13480-3</i> , параграф 4.2.4.5	Требования к снижению вибрации
Раздел 13, пункты 13.2; 13.3	Приложение 1, параграф 7.3; 7.4	<i>EN 13480-5</i> , параграфы 9.3.2.2; 9.3.3; 9.3.4	Гидравлические и пневматические испытания

## Библиография

- [1] ГОСТ Р 51164–98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите коррозии.
- [2] ГОСТ Р 52376–05 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры.
- [3] ГОСТ Р 52630–2006 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
- [4] ГОСТ Р 52857.1 – 52857.10–2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность.
- [5] ГОСТ Р 53383–2009 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия.
- [6] ГОСТ Р 53672–2009 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности.
- [7] ГОСТ Р 54432–2011 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на PN от 0,1 до 20,0 МПа. Конструкция, размеры и общие технические требования.
- [8] ГОСТ Р 54808-2011 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов.
- [9] ГОСТ 20700 Болты, шпильки, гайки и шайбы для фланцевых и акерных соединений, пробки и хомуты с температурой среды от 0 до 650°С
- [10] ГОСТ Р МЭК 60079-30-1–2009 Взрывоопасные среды. Резистивный распределительный электронагреватель. Часть 30-1. Общие технические требования и методы испытаний. М., 2009.
- [11] ГОСТ Р МЭК 60079-30-2–2009 Взрывоопасные среды. Резистивный распределительный электронагреватель. Часть 30-2. Руководство по проектированию, установке и техническому обслуживанию. М., 2009.
- [12] ГОСТ Р ИСО 10816-3–99 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 3. Промышленные машины номинальной мощностью более 15 кВт и номинальной скоростью от 120 до 15000 мин<sup>-1</sup>.
- [13] СНиП 2.03.11–85 Защита строительных конструкций от коррозии.
- [14] СНиП 2.05.06–85 Магистральные трубопроводы.

- [15] СНиП 2.09.03–85 Сооружения промышленных предприятий.
- [16] ГОСТ Р 21.1101–2009 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
- [17] СНиП 23-01–99\* Строительная климатология.
- [18] СНиП 41-02–03 Тепловые сети.
- [19] СНиП 41-03–2003 Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. М., 2003.
- [20] СНиП 42-01–02 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СП 62.13330.2011.
- [21] СНиП II-23–81\* Стальные конструкции. Актуализированная редакция СП 16.13330.2011.
- [22] СНиП II-89–80\* Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СП 18.13330.2011.
- [23] Справочник Миркин А.З., Усиньш В.В. Трубопроводные системы. Москва; Химия, 1991 г.
- [24] "Монтажное проектирование химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. Москва, 2010г." В.Я. Магалиф, Д.И. Иткина, Л.Б. Корельштейн.
- [25] Справочник "Сосуды и трубопроводы высокого давления. Иркутск, 1999г.", под редакцией д.т.н. А.М. Кузнецова, к.т.н. В.И. Лившица.