МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ. МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ

(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION. METROLOGY ANO CERTIFICATION

(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ

**ГОСТ**

**32569**—

**2013**

СТАНДАРТ

**ТРУБОПРОВОДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ**

**СТАЛЬНЫЕ**

**Требования к устройству и эксплуатации  
на взрывопожароопасных и химически опасных**

**производствах**

Издание официальное

2015

Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандарти-  
зации установлены в ГОСТ 1.0—92 « Межгосударственная система стандартизации. Основные положения »  
и ГОСТ 1.2—2009 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударствен»\*^, прави-  
ла и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, применения,  
обновления и отмены»

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН Некоммерческим партнерством «Сертификационный центр НАСТХОЛ» (НП«СЦ  
   НАСТХОЛ»), Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-техническое предприятие Трубопро-  
   вод» (ООО «НТП Трубопровод»). Россия
2. ВНЕСЕН Межгосударственным тех>мчесхим комитетом по стандартизации МТК1S5 «Соединения  
   трубопроводов обшемашимостроительного лрименетя »
3. ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол  
   от 14 ноября 2013 г. № 44)

За принятие проголосовали:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Кратсое наименование страны по МК (ИСО 31вв) 004—97 | Код страны  по МК (ИСО 31\*6) 004- 97 | Сосращемиоа на именование национального органа по етжшзартиэации |
| Киргизия | Кб | Кыргызстандарт |
| Россия | RU | Нестандарт |
| Таджикистан | TJ | Таджикстандарт |

1. Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 8 апреля  
   2014 г. № 331-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 32569—2013 введен в действие в качестве нацио-  
   нального стандарта Российской Федерации с 1 января 2015 г.
2. **ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ**

*Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется* е ежегодном *информационном*указателе *«Национальные стандарты», а текст изменений и поправок ~ в ежемесячном информаци-  
онном указателе* «Национальные стандарты». *В* случае пересмотре *(замены) или отмены настоящего  
стандарта* соответствующее *уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном ука-  
зателе* «Национальные *стандарты». Соответствующая* информация, *уведомление и тексты разме-  
щаются также в информационной системе общего пользования—на официальном сайте Федерально-  
го агентства по техническому регулированию и метрологии* в *сети Интернет*

©Стандартуыформ. 2015

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроиз-  
веден. тиражирован и распространен е качестве официального издания без разрешения Федерального  
агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1. [Область применения 1](#bookmark9)
2. [Нормативные ссылки 2](#bookmark10)
3. [Термины, определения и сокращения 4](#bookmark11)
4. [Основные положения и расчетные параметры для проектирования 6](#bookmark12)
5. [Классификация трубопроводов 7](#bookmark13)
6. [Требования к конструкции трубопроводов 10](#bookmark14)
   1. Общее требование 10
   2. Фланцевые и другие соединения 10
   3. Ответвления (врезки) 11
   4. Отводы 12
   5. Переходы 13
   6. Заглушки 13
   7. Трубопроводы, работающие при номинальном давлении свыше 10 МПа {100 кгс/см2) 13
      1. Общие требования 13
      2. Кованые и штампованные детали 13
      3. Гнутые и сварные элементы 14
      4. Разъемные соединения 14
   8. Сварные швы и их расположение, требования к сборочным единицам 14
7. [Требования к материалам и полуфабрикатам 15](#bookmark15)
   1. Общие положения 15
   2. Расчетная отрицательная температура 15
   3. Трубы 16
   4. Детали трубопроводов 16
   5. Поковки, сортовой прокат 16
   6. Крепежные детали 17
   7. Прокладочные материалы 17
8. [Требования к трубопроводной арматуре 17](#bookmark16)
9. Основы расчета технологических трубопроводов на прочность и вибрацию 20

[Ю Требования к устройству трубопроводов 21](#bookmark18)

1. Размещение трубопроводов 21
2. Устройства для дренажа и продувки трубопроводов 25
3. **Размещено арматуры 27**
4. Опоры и подвески трубопроводов 28
5. Дополнительные требования к устройству трубопроводов при комплект но-блочном методе

монтажа 29

1. Компенсация температурных деформаций трубопроводов 29
2. Требования к снижению вибрации трубопроводов X
3. Тепловая изоляция, обогрев 32
4. Защита от коррозии и окраска трубопроводов 34
5. [Требования к монтажу трубопроводов 34](#bookmark19)
   1. Общие требования к монтажу трубопроводов 34
   2. Монтаж трубопроводов 35
   3. Отклонение от перпендикулярности 35
   4. Особенности монтажа трубопроводов с расчетным давлением свыше 10 МПа (ЮОкгс/см2) . 37
   5. Документация и маркировка трубопроводов или сборочных единиц, поставляемых заводами-

изготовителями 37

1. [Требования к сварке и термической обработке 38](#bookmark20)
   1. Сварка 38
   2. Термическая обработка 41
   3. Контроль качества сварных соединений 42
2. [Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов 51](#bookmark21)
   1. Общие требования 51
   2. Гидравлическое испытание на прочность и плотность 52

■

* 1. Пневматическое испытание ка прочность и плотность S3
  2. Промывка и продувка трубопровода 54
  3. Дополнительные испытания на герметичность 55
  4. Сдача-приемка смонтированных трубопроводов 56

1. [Требования к эксплуатации трубопроводов 56](#bookmark22)
   1. Обслуживание 56
   2. Надзор во время эксплуатации 56
   3. Ревизия трубопроводов 57
      1. Ревизия арматуры 59
      2. Контрольные засверлоеки 59
      3. Периодическое испытание трубопроводов 60
      4. Нормы отбраковки 60
   4. Техническая документация 61
2. [Подземные трубопроводы 62](#bookmark23)

Приложение А (обязательное) 63

Приложение Б (обязательное) Регламент проведения в зимнее время пуска (остановки) и испытаний

на герметичность трубопроводов, расположенных на открытом воздухе или в неотап-  
ливаемых помещениях и эксплуатируемых под давлением 79

Приложение В (рекомендуемое) Расчетно-экспериментальные методы и средства заидеты трубопро-  
вода от вибрации 81

Приложе»\*»еГ (обязательное) 86

Приложение Д (обязательное) Применение материалов в газовых средах 94

Приложение Е (рекомендуемое) 96

ПриложенивЖ (обязательное) 97

Приложение К (рекомендуемое) 96

Приложение Л (рекомендуемое) Паспорт на сборочные единицы стальных трубопроводов комплект-  
ных трубопроводных линий 99

Приложение М (рекомендуемое) Паспорт трубопровода 104

Приложение Н (рекомендуемое) Паспорт арматуры 108

Приложение П (рекомендуемое) Свидетельство о монтаже технологического трубопровода 113

Приложение Р (рекомендуемое) Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев для мягких про-  
кладок 124

Приложение С (справочное) Требования разделов, пунктов настоящего стандарта и основные требо-  
вания Директивы Европейского союза 97/23/ЕС и стандарта EN 13480 «Трубопрово-  
ды промышленные металлические» (издание 2002\*05) 125

Библиография 129

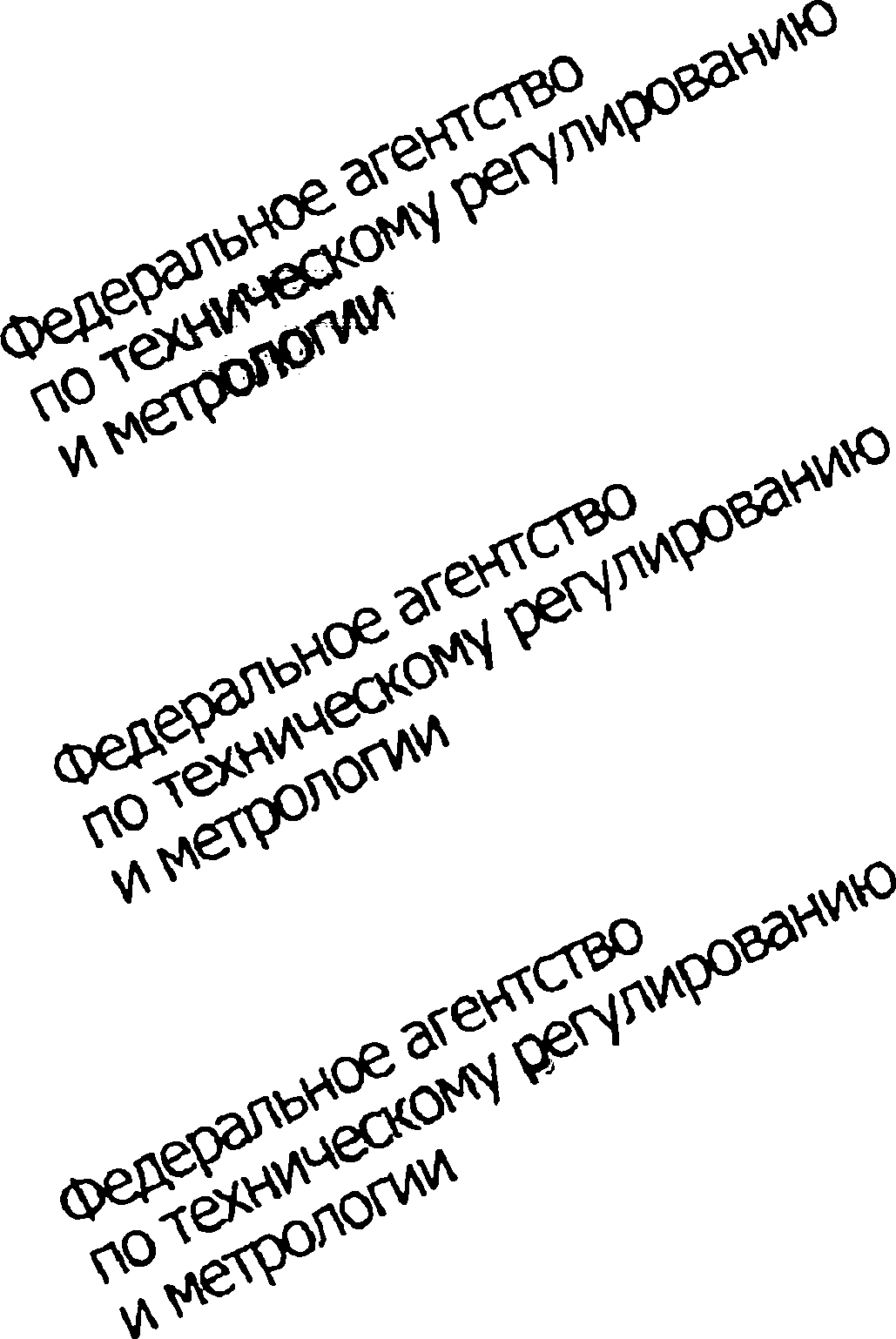
Введение

Настоящий стандарт устанавливает основные технические требования к технологическим трубопро-  
водам: условия 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.

Настоящий стандарт предназначен для специалистов, осуществляющих проектирование, строитель-  
ство. реконструкцию и эксплуатацию трубопроводов в нефтеперерабатывающей, химической, нефтехими-  
ческой. нефтяной, газовой и других смежных отраслях промышленности.

В работе принимали участие: Селезнев Г.М. (Федеральная служба по экологическому, техноло-  
гическому и атомному надзору). Миркин А.З.. Кабо Л.Р.. Магалиф В.Я.. Куликов А.В.. Усиньш В.В..  
Корельштейн Л.Б. (ООО «НТЛ Трубопровод»), Самохин Ю.Н.. Толкачев Н.Н. (ОАО «ВНИКТИмефтехим-  
оборудование», разделы 13.14. приложение К). Бочаров А.Н. (ОАО «ВНИИНЕФТЕМАШ», разделы 7.12.  
приложения А. Б). Харин П.А. (ОАО «НИИХИММАШ», разделы 7.12. приложение А), Кузнецов А.М.  
(ОАО «ИркутскНИИХИММАШ». разделы 7.12. подразделы 6.7.11.4. приложения А. Г. Д. Л), Тарасъее ЮЛ..  
Дунаевский С.Н. (ЗАО «НПФ «ЦКБА». раздел 8. приложение Н). ЗАО «Петрохим Инжиниринг»  
(раздел 12. приложение Б). Хренкое Н.Н. (ГК «ССТ». пункт 10.8.11).

Настоящий стандарт учитывает требования технического регламента [1] и директивы [2].



МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ стандарт

ТРУБОПРОВОДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СТАЛЬНЫЕ

Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных  
и химически опасных производствах

**Industrial steel pipe-lines. Requirements tor desqn and operation in explosive  
and chemically dangerous mdustries**

**Дата введения — 2015—01—01**

1. Область применения
   1. Настоящий стандарт устанавливает требования к проектированию, устройству, изготовлению, ис-  
      пытанию. монтажу, эксплуатации трубопроводов технологических стальных, предназначенных для транс-  
      портирования в пределах промышленных предприятий химической, нефтехимической, нефтяной, нефтепе-  
      рерабатывающей. газоперерабатывающей и других смежных потенциально опасных отраслей промыш-  
      ленности 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 трубопроводам технологическим 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 терм»ьюм «трубопровод технологический» может применяться термж  
«трубопровод».**

* 1. Настоящий стандарт не в полной мере распространяется на эксплуатацию, контроль, проверку,  
     испытания, техническое обслуживание и ремонт трубопроводных систем, введенных в эксплуатацию. По-  
     ложения настоящего стандарта можно применять для указанных целей. Однако в этих случаях, возможно,  
     потребуется принимать ео внимание эксплуатационные документы по ГОСТ 2.601. а также другие норма-  
     тивные документы (НД).
  2. Наряду с настоящим стандартом при проектировании, строительстве и эксплуатации технологи-  
     ческих 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 ложа-  
     роезрыеобезопасмости. производственной санитарии и охраны труда изложем^ые в соответствующих НД.
  3. Настоящий стандарт не распространяется на трубопроводы:

- магистральные (газопроводы, нефтепроводы и продуктопроводы):

* электростанций, котельных, шахт;
* тепловых сетей. л»ыий водоснабжения и канализации.
* особого назначения (передвижных агрегатов, смазочных систем, являющихся неотъемлемой час-  
  тью оборудования, и т. д.);
* топливного газа, на которые распространяется действие правил на системы газораспределения и  
  гзэопсггребпения:
* также трубы, трубки, трубчатые коллекторы, перемычки печей с огневым нагревом, находящиеся  
  внутри корпуса печи;

**Издание официальное**

• энергетические обвязочные трубопроводы котлов, которые регламентируются правилами на грубо\*  
проводы пара и горячей воды.

* 1. Организация, осуществляющая эксплуатацию трубопровода (владелец трубопровода), несет от\*  
     ветственность за правильную и безопасную эксплуатацию трубопровода, контроль за его работой, за сво-  
     евременность и качество проведения технического обслуживания и ремонта, а также за согласование с  
     автором проекта всех изменений, вносимых в объект и в проектную документацию.

1. Нормативные ссылки

8 настоящем стандарте исяогьэоеаны нормативные ссылки на следующие межгосударственные стан\*  
дарты:

ГОСТ 2.104—2006 Единая система конструкторской документации. Основные надписи  
ГОСТ 2.601—2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы  
ГОСТ 9.014—78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная  
защита изделий. Общие требования

ГОСТ 12.1.004—91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требо\*

вания

ГОСТ 12.1.005—88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требо-  
вания к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007—76 Система стандартов безопасности труда, вредные вещества. Классификация и  
общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.044—89 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасмость веществ и ма-  
териалов. Номенклатура показателей и методы их определения

ГОСТ 12.2.085—2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требова\*  
ния безопасности

ГОСТ 21.110—2013 Система проектной документации для строительства. Спецификация оборудова-  
ния изделий и материалов

ГОСТ 356—80 Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные, пробные и рабочие. Ряды  
ГОСТ 380—2005 Стать углеродистая обыкновенного качества. Марки  
ГОСТ 481 —80 Паронит и прокладки из него. Технические условия

ГОСТ 550—75 Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической про-  
мышленности. Технические условия

ГОСТ 977—88 Отливки стальные. Общие технические условия

**ГОСТ 10S0—2013 Металлопродукция иэ нелвгироеонных конструкционных качественных и слсциапи-**ных сталей. Общие технические условия

ГОСТ 2246—70 Проволока стальная сварочная. Технические условия  
ГОСТ 3262—75 Трубы стальные водогаэопроеодные. Технические условия  
ГОСТ 4543—71 Прокат из легированной конструхциотой стали. Технические условия  
ГОСТ 5457—75 Ацетилен растворенный и газообразный технический. Технические условия  
ГОСТ 5520—79 Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для кот-  
лов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия

ГОСТ 5583—78 (ИСО 2046—73) Кислород газообразный технический и медицинский. Технические  
условия

ГОСТ 5632—2014 Легированные нержавеющие стали и сплавы коррозионно-стойкие, жаростойкие и  
жаропрочные. Марки

ГОСТ 5949—75 Сталь сортовая и калиброванная коррозионно-стойкая, жаростойкая и жаропрочная.  
Технические условия

ГОСТ 6032—2003 (ИСО 3651\*1:1998. ИСО 3651\*2:1996) Стали и сплавы коррозионно-стойкие. Методы  
испытания на стойкость к межкристаплитной коррозж

ГОСТ 6996—66 (ИСО 4136—89. ИСО 5173—81. ИСО 5177—81) Сварные соединения. Методы опреде-  
ления 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 шеом общего назначения. Техничес-  
кие требоеадоя

ГОСТ 8731—74 Трубы стальные бесшовные горячвдеформиров энные. Технические требования  
ГОСТ 8733—74 Трубы стальные бесшовные хоподнодеформированныв и теплодеформированные.  
Технические условия

ГОСТ 9087—81 Флюсы сварочные плавленые. Технические условия

ГОСТ 9399—81 Фланцы стальные резьбовые на Ру 20—100 МПа (200—1000 кгс/см2). Технические  
условия

ГОСТ 9466—75 Электроды покрытые ыеталличесхие 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 9940—81 Трубы бесшовные горячедеформированиые из коррозионно-стойкой стали. Техничес-  
кие условия

ГОСТ 9941—81 Трубы бесшовные холодно- и теплодеформированные из коррозионно-стойкой стали.  
Технические условия

ГОСТ 10052—75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки высоколегирован-  
ных сталей с особыми свойствами. Типы

ГОСТ 10157—79 Аргон газообразный и жидкий. Технические условия

ГОСТ 10493—81 Линзы уплотнительные жесткие и компенсирующие на Ру 20—100 МПа  
(200—1000 кгс/см кв.). Технические условия

ГОСТ 10494—80 Шпильки для фланцевых соединений с линзовым уплотнением на Ру свыше 10 до  
100 МПа (свыше 100 до 1000 кгс/см2). Технические условия

ГОСТ 10495—80 Гайки шестигранные для фланцевых соединений на Ру свыше 10 до 100 МПа  
(100—1000 кгс/см2). Технические условия

ГОСТ 10702—78 Прокат из качественной конструкционной углеродистой и легированной стали для  
холодного выдавливания и высадки. 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 14782—86 Контроль меразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые  
ГОСТ 16037—80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные эле-  
менты и размеры

ГОСТ 17375—2001 (ИС03419—81)Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и  
низколегированной стали. Отводы крутоиэогмутые типа 3 D (R около 1.5 ON). Конструкция

ГОСТ 17378—2001 (ИС0 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и  
низколегированной стали. Переходы. Конструкция

ГОСТ 18442—80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования  
ГОСТ 18968—73 Прутки и полосы из коррозионно-стойкой и жаропрочной стали для лопаток паровых  
турбин. Технические условия

ГОСТ 19232—73[[1]](#footnote-1) Сварка металлов плавлением. Дефекты сварных соединений. Термины и опреде-  
ления

ГОСТ 19281—2014 Прокат повышенной прочности. Общие технические условия  
ГОСТ 20072—74 Сталь теплоустойчивая. Технические условия

ГОСТ 20295—85 Трубы сталыые ceaptwe для магистральных гаэонефтепроеодов. Технические усло-  
вия

ГОСТ 20700—75 Болты, шпильки, гайки и шайбы для фланцевых и анкерных соединений, пробки и  
хомуты с температурой среды от 0 до 650 \*С. Технические условия

ГОСТ 21105—87 Контроль меразрушающий. Магнитопорошковый метод

ГОСТ 22790—89[[2]](#footnote-2) Сборочные единицы и детали трубопроводов на Ру св. 10 до 100 МПа (св. 100 до  
1000 кгс/см кв.)- Общие технические условия

ГОСТ 23055—78 Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных  
соединений по результатам радиографического контроля

ГОСТ 23304—78 Болты, шпильки, гайки и шайбы для фланцевых соединений атомных энергетических  
установок. Технические требования. Приемка. Методы испытаний. Маркировка, упаковка, транспортирова-  
ние и хранение

ГОСТ 23949—80 Электроды вольфрамовые сварочные не плавящиеся. Технические условия

ГОСТ 25054—81 Поковки из коррозионно-стойких сталей и сплавов. Общие технические условия

ГОСТ 32388—2013 Трубопроводы технологические. Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию  
и сейсмические воздействия

**Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылоч-  
ных стандартов в жформашюнной системе общего пользования — на официальном сайге Федерального агент-  
ства по техническому регулированию и метрологии в сети №гернет или по ежегсдоо издаваемому жформащн  
ожому указателе «Национальные стандарты», который опубгмковэн по состоямео на 1 ьааря текущего года,  
и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опублжованным в текущем году.  
Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при погьзов» »ы настоящим стандартом следует руководство-  
ваться заменяющим (иэменемым) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, а  
котором дана ссылка на него, применяется в «естн, не затрагивающей эту ссыпку.**

1. Термины, определения и сокращения
   1. Термины и определения

8 настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями и со-  
кращения:

* + 1. блок коммуникаций: Сборочная единица, включающая трубопроводы, опоры и опорные конст-  
       рукции под них. средства защиты от внешних воздействий и другие устройства.
    2. блок технологический: Комплекс или сборочная единица технологического оборудования за-  
       данного уровня заводской готовности и производственной технологичности, предназначенные для осуще-  
       ствления основных или вспомогательных технологических процессов. В состав блока включаются маши-  
       ны. аппараты, первичные средства контроля и управления, трубопроводы, опорные и обслуживающие кон-  
       струкции. тепловая изоляция и химическая защита. Блоки формируются, как правило, для осуществления  
       теплообменных, мэссообменных. гидродинамических, химических, биологических процессов.
    3. давление номинальное; PN: Наибольшее избыточное давление при температуре рабочей  
       среды 20 'С, выбранное из стандартного ряда давлений, при мотором обвел ежвзется заданный срок служ-  
       бы арматуры и деталей трубопровода, с учетом выбранного материала и характеристик прочности, соответ-  
       ствующих температуре 20 \*С.

**Примечание — «Фланцы и фланцевые свержения— детали трубопроводов — определение и выбор**PN» **[3] определяет** PN **как буквенное обозначение, после которого следует безразмерное ч\*сло. Поясняющие  
пункты:**

1. **’Мело, следующее после** PN. **не имеет размерности и не может применяться в расчетах, если нет специ-  
   агьной оговорки е стандарте.**
2. **Максимальное допустимое давление элемента трубопровода зависит от числа** PN. **материала, яонструк-  
   ции и максимальной температуры этого элемента и т. д.**

**Соответствующие европейские региональные стандарты для элементов трубопроводов содержат табгм-**1**Ы с соотношениям «давпеже-темперагура»[[3]](#footnote-3) или. как мичшум. правило, согласно которому можно рассчи-  
тать эти соотношения.**

* + 1. давление пробное: Избыточное давление, при котором проводится испытание трубопровода и  
       его элементов на прочность и плотность (МПа. кгс/см2).
    2. давление рабочее; Рр: Максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, возни-  
       кающее при нормальном протекании рабочего процесса (МПа. кгс/см2).
    3. давление разрешенное: Ррлл: Максимально допустимое избыточное давление элемента тру-  
       бопровода. установленное по результатам освидетельствования или диагностирования (МПа. кгс/см2).
    4. давление расчетное; Р. Давление, на которое проводится расчет на прочность, определяемое  
       автором технологической части проекта согласно 4.6 (МПа. кгс/см2).
    5. 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) либо крепления трубопровода (опора, подвеска, болт,  
       гайка, шайба, прокладка и т. д.) и изготовленная из материала одной марки.
    6. дефект протяженный: Дефект при ультразвуковом контроле, условная протяженность или  
       приведенная протяженность которого превышает значения, установленные для точечного дефекта.
    7. дефект точечный; Дефект при ультразвуковом контроле, условная протяженность которого  
       не превышает условной протяженности искусственного отражателя площадью, равной предельной чув-  
       ствительности. и который выполнен на глубину залегания дефекта.
    8. диаметр номинальный; DN (диаметр условного прохода, номинальный размер, услов-  
       ный диаметр): Параметр, применяемый для трубопроводных систем в качестве характеристики присоеди-  
       няемых частей.

Примечание — Номинальный диаметр прибпкзитегъно равен внутро» ■ юму диаметру приглядит  
емого элемента, вьраженному в миллиметрах и соответствующему ближайшему значению из ряда чисел. пр\*ыя-  
тых в установленном порядке.

* + 1. крестовина; Соединение (рисунок 6.2 е). в котором расстояние между осями ответвляемых  
       трубопроводов составляет; для ответвлений диаметром до 100 мм—не менее 0 + 50 мм; для ответвлений  
       диаметром 100 мм и более — не менее 0 + 100 мм.
    2. межблочные связи: Часть линии трубопровода, соединяющая технологические блоки с бло-  
       ками коммуникаций.
    3. нормативный документ; НД: Стандарт, технические условия, свод правил, правила и т. п.
    4. отвод: Деталь трубопровода, обеспечивающая изменение направления потока транспортиру-  
       емого вещества.
    5. отвод гнутый: Отвод, изготовленный из трубы, с радиусом гиба более 1.5 DN.
    6. отвод крутоизогнутый: Отвод, изготовленный из трубы с радиусом гиба не более 1.5DN.
    7. отвод сварной (секторный): Отвод изготовленный из секторов трубы с использованием сборе\*  
       и гжлрки
    8. отвод штампосварной: Отвод, изготовленный из листа с использованием штамповки и  
       сварки.
    9. переход: Фасонная деталь трубопровода, предназначенная для расширения или сужения  
       потока транспортируемого вещества; в зависимости от способа изготовления переходы подразделяются  
       на бесшовные, вальцованные и лепестковые.
    10. переход бесшовный: Переход изготовленный из труб или листового проката способом штам-  
        повки.
    11. переход вальцованный: Переход, изготовленный из листового проката способом вальцовки  
        с последующей сваркой.

1. переход лепестковый: Переход, изготовленный из труб способом вырезки на концах труб  
   клиньев, обсадки их с нагревом и с последующей сваркой.
2. разъемное соединение: Соединение, обеспечивающее механическую прочность и герме-  
   тичность. в котором механическая прочность достигается посредством применения резьбовых, шлицован-  
   ных. отбортованных или фланцевых концов труб, соединяемых с помощью резьбовых, байонетных, бугель-  
   ных и других деталей, а герметичность — применением прокладок, герметизирующих композиций, отбор-  
   тованных торцов или механически обработанных и пригнанных друг к другу поверхностей.
3. температура стенки допускаемая: Максимальная (минимальная) температура стенки, при  
   которой допускается эксплуатация трубопровода.
4. температура стенки расчетная: Температура, при которой принимаются физико-механичес-  
   кие характеристики, допускаемые напряжения материала и проводится расчет на прочность элементов  
   трубопроводов.
5. технологический узел: Конструктивно и технологически обособленная часть объекта строи-  
   тельства. техническая готовность которой после завершения строительно-монтажных работ позволяет авто-  
   номно. независимо от готовности объекта в целом проводить пусконаладочные работы, индивидуальные  
   испытания и комплексное опробование агрегатов, механизмов и устройств.
6. тройник: Фасонная деталь трубопровода для слияния и/ы деления потоков транспортируемо-  
   го вещества под углом от 45® до 90\*. в зависимости от способа изготовления тройники подразделяются на  
   бесшовные, сварные и штамлосварные.
7. тройник бесшовный: Тройник, изготовленный из бесшовной трубы способом горячей штам-  
   повки либо гидроштамповки или изготовле»«ый из поковки или из литой заготовки.
8. тройник сварной: Тройник, изготовленный из бесшовных или элехтросвариых труб способом  
   врезки штуцера.
9. тройник штампосварной: Тройник, изготовленный из листового проката способом горячей  
   штамповки с отбортовкой горловины и последующей сваркой.
10. трубопровод: Сооружение из труб, деталей трубопровода, арматуры, плотно и прочно соеди-  
    ненных между собой, предназначенное для транспортирования газообразных и жидких продуктов.
11. трубопроводная арматура (арматура): Техническое устройство, устанавливаемое на трубо-  
    проводах. оборудовании и емкостях и предназначенное для управления потоком рабочей среды посред-  
    ством изменения площади проходного сечения.
12. участок трубопровода: Часть технологического трубопровода, как правило, из одного мате-  
    риала. по которому транспортируется вещество при постоянных давлении и температуре. При определении  
    участка трубопровода в его границах для одного номинального прохода должна быть обеспечена идентич-  
    ность марок арматуры, фланцев, отводов, тройников и т. л.
13. штуцер: Элемент трубы с отверстием, к которому присоединяется трубопровод, контрольно-  
    измерительный прибор, заглушка и т. п. с помощью резьбы или резьбовых деталей, сварки и т. д.
    1. Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

УЗК (УЗД) — ультразвуковой контроль (ультразвуковая дефектоскопия);

РД — радиографический контроль (дефектоскопия);

РЭ — руководство по эксплуатации.

KCU (KCV)—ударная вязкость, на образце с U-образмым надрезом (то же с V-обраэным надрезом);

СНП — спирально-навитая прокладка.

**ТУ — технические условия:**

МКХ — межкристаллитная коррозия.

1. Основные положения и расчетные параметры для проектирования
   1. Все изменения е проектной документации, возникающие в процессе изготовления, монтажа и  
      ремонта трубопровода, е том числе замена материалов, деталей и изменения категории трубопроводов,  
      должны согласовываться с разработчиком проектной документации или выполняться организацией. имею-  
      щей право проведения указанной работы.
   2. Для трубопроводов и арматуры, находящихся в контакте со взрывопожароопасными и вредными  
      средами, проектная организация устанавливает расчетный срок эксплуатации, что должно быть отражено в  
      проектной документации и внесено в паспорт трубопровода.
   3. Эксплуатация трубопроводов, отработавших расчетный срок службы, допускается при получении  
      положительного технического заключения о возможности его дальнейшей работы и разрешения на приме-  
      нение в порядке, установленном НД.
   4. Для труб, арматуры и соединительных частей трубопроводов номинальные давления PN и соот-  
      ветствующие им пробные Рае- а также рабочие Рр давления определяют по ГОСТ 356.
   5. Толщина стенки труб и деталей трубопроводов должна определяться расчетом на прочность в  
      зависимости от расчетных параметров, коррозионных и эрозионных свойств среды по нормативно-техни-  
      ческим документам применительно к действующему сортаменту труб. При выборе толщины стенки труб и  
      деталей трубопроводов подлежат учету особенности технологии их изготовления (гибка, сборка, сварка).

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

* 1. Расчетное давление

За расчетное давление в трубопроводе принимают:

* наибольшее расчетное (разрешенное) давление для аппаратов, с которыми соединен трубо-  
  провод:
* для напорных трубопроводов (после наоосов. компрессоров, гаэодувок) — максимальное давле-  
  ние, развиваемое центробежной машиной при закрытой задвижке со стороны нагнетания; а для поршне-  
  вых машин — давление срабатывания предохранительного клапана арматуры, установленного на  
  источнике давления:
* в системах трубопроводов, защищенных предохранительными клапанами, — максимально возмож-  
  ное рабочее давление, возникающее при отклонении от нормального технологического режима и опреде-  
  ляемое технологической частью проекта, с учетом противодавления при сбросе. Допусхавтся кратковре-  
  менное превышение расчетного давления при работе клапана в пределах 10%;
* другое возможное давление, которое в сочетании с соответствующей температурой может потребо-  
  вать большую толщину стенки.
  1. Расчетная температура

За расчетную температуру принимают, как правило, максимальную температуру среды (при отсут-  
ствии теплового расчета) в условиях одновременного воздействия давления согласно технологическому  
регламенту или согласно проекту на технологический трубопровод.

* 1. Для температуры ниже 20 \*С за расчетную температуру при определении допускаемых напряже-  
     ний принимают температуру 20 \*С.
  2. Трубопроводы, которые подвергаются испытанию на прочность и плотность совместно с другим  
     оборуд овавшем (аппараты, компенсаторы и т. д.), испытывают по наименьшему давлению каждого из элемен-  
     тов испытываемой система.
  3. Должны быть предусмотрены меры по предотвращению повышения давления сверх расчетного  
     и его сбросу с помощью предохранительного устройства.
  4. Во избежание утечек, проливов и взаимопроникновения продуктов при движении их обратным  
     ходом должна быть предусмотрена обратная арматура.

1. Классификация трубопроводов
   1. Трубопроводы е зависимости от класса опасности транспортируемого вещества (азрыео-. пожаро-  
      опасность и вредность) подразделяются на группы среды (А. Б. В) и е зависимости от расчетных парамет-  
      ров среды (давления и температуры) — на пять категорий (I. II. Ill, IV. V) — см. таблицу 5.1.
   2. Категорию трубопровода следует устанавливать по параметру, требующему отнесения его к бо-  
      лее ответственной категории.
   3. Категория трубопроводов определяет совокупность технических требований, предъявляемых к  
      конструкции, монтажу и объему контроля трубопроводов.
   4. Обозначение группы определенной транспортируемой среды содержит обозначение группы сре-  
      ды (А. Б. В) и подгруппы (а. б. в), отражающей токог-ыость и вэрывопожароопасность веществ, входящих  
      в эту среду (см. таблицу 5.1).
   5. Обозначение трубопровода в общем виде содержит обозначение группы транспортируемой сре-  
      ды и ее категории. Обозначение «трубопровод I группа А(б)> обозначает трубопровод, по которому транс-  
      портируется среда группы А (б) с параметрами категории I.
   6. Группу среды трубопровода, транспортирующего среды, состоящие из различных компонентов,  
      устанавливают 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 смертель\*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Категория трубопровода | | | | | | | | | |
| Группа | Транспортируемое | 1 | | 1 | | 1в | | tv | | V | |
| среды | вещество | Р  Р99Г  мгъ | вег  •с | Р  ГСВ\*>Г  МПа | W’\*\*  ■с | »W  МПа | tew  ■с | Р  paw\*  мпа | tew  ■с | р  few  МПа | tew  ■с |
| А | Вещества с ток- сичный действием ГОСТ 12.1 007 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
|  | а) чрезвычайно опасные вещества класса 1. высоко опас- ные вещества клас- са 2 | Незави-  симо | Независимо | — | — | — | — | — | — | — | — |
|  | 0) умеренно опас- ныв вещества клас- са 3 | Св.2.5 | Св. плюс 300 или ниже ми- нус 40 | От вакуу- ма 0.06 до 2.5 | От  минус 40 до 300 |  |  |  |  |  |  |
|  | вакуум  ниже  о.ов | Независимо |  |  |  |  |  |  |
| Б | взрывопожаро- опасные вещества ГОСТ 12.1.044 | — | — | — | — | — | — | — | — | — | — |
|  | а) горючие газы {ГГ), а том числе сжи- жеюыв углеводород- ные газы <СУГ> | Се.2\*. | Св. плюс 300 или ниже ми- нус 40 | Ле ее ■ »«ч« | От  минус 40 ДО 300 |  |  |  |  |  |  |
|  | вакуум 00в и выше | Независимо | V t мяуу \*  ма О.Ов ДО 2.5 |  |  |  |  |  |  |
|  |  | — | — |  |  | — | — |  |  |  |  |

00 Таблица 5.1 — Класоафикация трубопроводов

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Групп\*  среды | Транспортируемо\*  вещество | категория трубопровода | | | | | | | | | |
| 1 | | 1 | | IH | | IV | | V | |
| Р  мгъ | •с | Р  МПа | ta\*-  х | МПа | ^вя-  X | Р  pew\*  мпа | X | Р  грй<?г  МПа | X |
|  | б) легковоспламе- няющиеся жидкости  (ЛВЖ) | Св.26 | Св. плюс 300 или нижа ми- нус 40 | Св 1.»  до 2.5 | До 300 | ДоЮ | От  мтус 40  до 120 | — | — | — | — |
| Вакуум  ник\*  0.0» | Независимо | Вакуум аыш\* 00» | От  минус 40 ДО 300 | — | — | — | — |
| в) горючи\* ЯИДКО- сти<ГЖ) | Св ед | Св. плюс 350 или нижа ми- нус 40 | Св 2.5  ДО в.З |  | Са. 1.6 до 2.5 | До 250 | До 16 | От  минус 40  до 120 | — | — |
| Вакуум  ник\*  0.00» | Отвакуу- ма 0.003 до вакуу- ма 0.08 | До 350 | Вакуум  выш\*  0.06 | От  минус 40 до 250 | — | — |
| в | Трудногорючие <ТГ) и негорючи\* (НГ> веществ\* | Вакуум  ниже  0.003 | Св- плюс 450 или ника ми-  нус 60 | От вакуу- ма 0.003 до вакуу- ме 0.0» или до 8.3 | До 450 | Св. 2.5 до 6.3 | До 350 | Са. 1.» до  26 | До 250 | От ваку- ума 0.0» ДО 1.6 | От  минус 40 до 120 |
| Св вд | От  вакуума  0.0»  Д0 1.» | Нижа ми- нус 40 |

ной дозы, вопрос об отнесении трубопровода к менее ответственной группе или категории трубопровода  
решается проектной организацией (автором проекта).

* 1. Класс опасности веществ следует определять по ГОСТ 12.1.005 (раздел 4) и по ГОСТ 12.1.007  
     (раздел 5). значения показателей пожаровзрыеоопасиости веществ — по соответствующей НД или методи-  
     кам, изложенным в ГОСТ 12.1.044 (раздел 6).
  2. Для вакуумных трубопроводов следует учитывать абсолютное рабочее давление.
  3. Трубопроводы, транспортирующие вещества с рабочей температурой, равной или большей тем-  
     пературы их самовоспламенения, а также негорючие, трудногорючие и горючие вещества, которые при  
     взаимодействии с водой или кислородом воздуха могут быть пожаровзрывоопасными, следует относить к

1. категории.
   1. По решению разработчика допускается в зависимости от условий эксплуатации принимать более  
      ответственную (чем определяемая по расчетным параметрам среды) категорию трубопровода.
   2. Сопоставительная таблица классификации трубопроводов по кастолцему стандарту в сравне»ми  
      с классификацией по (4) и [2] приведена в приложении ZA.
2. Требования к конструкции трубопроводов
   1. Общее требование

Конструкция трубопровода должна предусматривать возможность выполнения всех видов контроля.  
Если конструкция трубопровода не позволяет проводить наружный и внутренний осмотры или гидравличес-  
кое испытание, автор проекта должен указать методику, периодичность и объем контроля, выполнение  
которых обеспечит своевременное выявлемю и устранение дефектов.

* 1. Фланцевые и другие соединения
     1. Фланцы принимают по [5]. Фланцы типа 01 (плоские) применяют для трубопроводов, работаю-  
        щих при номинальном давлении PN <. 25 или при температуре среды не выше 300 \*С. Не допускается  
        применять плоские фланцы в трубопроводах в условиях циклических нагрузок с числом циклов свыше

1. 103 за весь срок службы, а также в средах, вызывающих коррозионное растрескивание.
   * 1. Крепежные детали и прокладки принимают в соответствии с ГОСТ 20700. (5). (6) и НД.

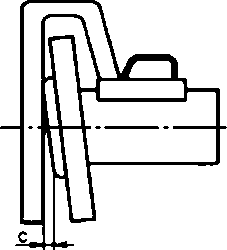
Для трубопроводов с группой сред А и Б и PN10 следует применять фланцы на PN16.

* + 1. Для трубопроводов, работающих при номинальном даапемш PN > 25 независимо от температу-  
       ры. а также для трубопроводов с рабочей температурой выше 300 "С независимо от давления применяют  
       фланцы приварные встык типа 11 по [5].
    2. Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев трубопроводов для мягких прокладок в зави-  
       симости от группы сред, например для прокладок по ГОСТ 481. приведен в приложении Р.
    3. Для трубопроводов, транспортирующих вещества групп А и Б технологических объектов I кате-  
       гории взрыеоложароопасности. а также высокоорганический теплоноситель (ВОТ), не допускается приме-  
       нение фланцев с соединительным выступом, за исхгочением случаев применения СНП с ограничительны-  
       ьы кольцами [6].
    4. Гладкую уплотнительную поверхность фланцев под СНП рекомендуется обработать в виде кон-  
       центрических или спиральных канавок с шероховатостью Ra от 3.2 до 6.3 мкм скругленным резцом с  
       последующей под шлифовкой поверхности от заусенцев и острых кромок (радиус инструмента не менее

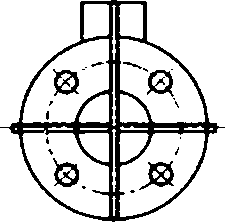
1. мм. количество пазов от 1.8 до 22 на 1 мм) согласно нормам [7].
   * 1. Для прокладок, требующих замкнутого объема, следует применять фланцы с уплотнительной  
        поверхностью по [5]. исполнения L. М «шип-паз» (например, прокладки из политетрафторэтилена  
        (PTFE)].
     2. При сборке фланцевых соединений сборочных единиц уплотнительные поверхности приварных  
        фланцев должны быть перпендикулярны к осям труб и деталей и соосны с ними согласно 11.3.1.

Допускаемые отклонения от параллельности уплотнительных поверхностей фланцев не должны пре-  
вышать 10 % от толщины прокладки.

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

**Рисунок 6.1 — Измерительный шаблон для проверки отклонений**

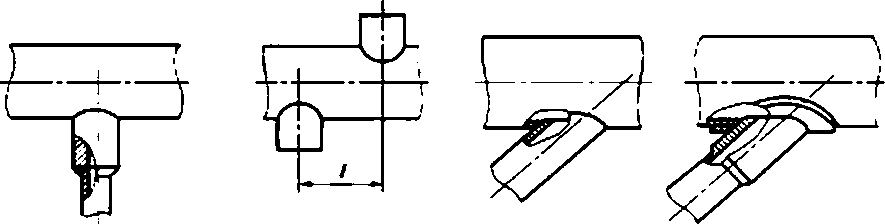
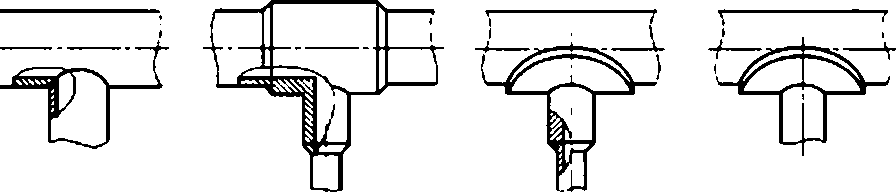
**Вид слева**



* + 1. При установке штуцеров и люков (угловое соединение):
* отклонение по высоте (вылету) штуцеров не должно быть более ± 5 мм;
* позиционное отклонение осей штуцеров не должно быть более ± 10 мм.
  + 1. При сборке фланцевых соединений должно обеспечиваться симметричное расположение от\*  
       еерстий под болты и шпильки относительно вертикальной и горизонтальной осей фланцев и не совпадать с  
       ними. Несовпадение отверстий соединяемых фланцев не должно превышать половины разности номиналь-  
       ных диаметров отверстия и устанавливаемого болта (шпильки).
    2. При сборке труб и деталей трубопроводов с плоскими фланцами расстояние от поверхности  
       фланцев до торца трубы (детали) должно быть не менее высоты катета шва плюс 1 мм.
    3. 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 шаг резьбы, не считая фаски.
* гайки соединений с мягкими прокладками затягивают равномерно по способу крестообразного обхо-  
  да: сначала затягивают одну пару противоположно расположенных болтов, затем - вторую, находящуюся  
  под углом 90е к первой, и после этого таким же способом затягивают все болты:
* гайки соединений с металлическими прокладками затягивают по способу кругового обхода (при  
  трех- или четырехкратном круговом обходе равномерно затягивают все гайки):
* крепежные детали во фланцевых соединениях должны быть одной партии. Порядок сборш фланце-  
  вых соединений, контроль усилия затяжки крепежных деталей должны быть приведены в производствен-  
  ных инструкциях предприятия-изготовителя с соблюдением требований ГОСТ 20700;
* болты и шпильки соединений трубопроводов, работающих при температуре свыше 300 \*С. предва-  
  рительно должны быть покрыты графитовой смазкой, предохраняющей их от заедания и при горания;
* фланцы на замыкающих концах сборочных единиц приваривают только в случаях, когда расположе-  
  ние отверстий в них не ограничено. Фланцы, связанные с аппаратами, арматурой или фланцами на других  
  узлах, после уточнения их положения по месту следует приваривать на монтаже.
  + 1. Кроме фланцевых соединений, можно применять другие виды разъемных соединений (соглас\*  
       ио 31.24).
  1. Ответвления (врезки)
     1. Ответвление от трубопровода выполняют одним из способов, показанных на рисунке 6.2. Не  
        допускается усиление ответвлений с помощью ребер жесткости.

Присоединение ответвлений по способу а (рисунок 6.2) применяют 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 е нижней части трубопровода.

е у»рсплс1чсм штуцером и накладкой

**Г**

**а**

6

*г*

*д*

*ж*

*3*

а — без укрепле\*мя. б — с помощью тройника; в — укрепленное штуцером и накладкой, г — укрепленное накладкой.  
д — укрепленное штуцером, е — крестоо6рая\*ое. ж — наклонная «резка без укрепления: з — наклонная врезка

**Рисунок 62 — Ответвления на технолопмеских трубопроводах**

* + 1. Сваренные из труб тройники, штампосварные отводы, тройники и отводы из литых по электро-  
       шлаковой технологии заготовок допускается применять на давление до 35 МПа (350 кгс/см2). При этом асе  
       сварные швы и металл литых заготовок подлежат контролю УЗД в объеме 100%.
    2. Сварные крестовины и крестовые врезки допускается применять на трубопроводах из углероди-  
       стых сталей при рабочей температуре не выше 250 \*С.

Крестовины и крестовые врезки из электросварных труб допускается применять при номинальном  
давлении до PN16 вхл.

Крестовины и крестовые врезки из бесшовных труб допускается применять при номинальном  
**давлении не более РМ25(при условии изготовления крестов\*\*\* из трубе номинальным давлением не менее**

*PN4Q).*

* + 1. Врезку штуцеров в сварные швы трубопроводов следует устраивать с учетом 11.2.7.
  1. Отводы
     1. Для трубопроводов применяют, как правило, крутоиэогнутые отводы, изготовленные из бесшов-  
        ных и сварных прямошовных труб методом горячей штамповки или протяжки, например изготовленные в  
        соответствии с ГОСТ 17375. а также гнутые и штампосварные. При диаметре DN > 400 выполняют подвар-  
        ку корня шва. сварные швы подвергают 100% -ному УЗД или РД.
     2. Гнутые отводы, изготовляемые из бесшовных труб, применяют в тех случаях, когда требуется  
        максимально снизить гидравлическое сопротивление трубопровода, например на трубопроводах с пульси-  
        рующим потоком среды (с целью снижения вибрации), а также на трубопроводах при номинальном диамет-  
        ре DN й 25. Необходимость термообработки определяют по 122.11.
     3. Пределы применения гнутых отводов из труб действующего сортамента должны соответство-  
        вать пределам применения труб, из которых они изготовлены.

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

* + 1. В трубопроводах допускается применять сварные секторные отводы номинальным диаметром  
       ON & 500 при номинальном давлении PN £ 40 и номинальным диаметром DN > 500 при номинальном  
       давлении PN й 25.

При изготовлении секторных отводов угол между поперечными сечениями оектора не должен превы-  
шать 22.5\*. Расстояние между соседними сварными швами по внутренней стороне отвода должно обеспе-  
чивать доступность контроля этих швов по всей длине шва.

Для изготовления секторных отводов не допускается применение спирально шовных труб, при диа-  
метре более 400 мм применяют подварку корня шва. сварные швы подвергают 100%-ному ультразвуково-  
му 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.
  1. Переходы
     1. В трубопроводах следует применять, как правило, переходы штампованные, например изготов-  
        ленные в соответствии с ГОСТ 17378. вальцованные из листа с одним сварным швом, штампосварные из  
        половин с двумя сварными швами.

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

* + 1. Допускается применение лепестковых переходов для трубопроводов с номинальным давлени-  
       ем PN й 16 и номинальным диаметром DN £ 500.

Не допускается устанавливать лепестковые переходы на трубопроводах, предназначенных для транс-  
портирования сжиженных газов и веществ групп А и Б.

* + 1. Лепестковые переходы следует сваривать с последующим 100%-ным контролем сварных швов  
       ультразвуковым и/ы радиографическим методом.

После изготовления лепестковые переходы следует подвергать термообработке.

* 1. Заглушки
     1. Приварные плосхие и ребристые заглушки из листовой стали рекомендуется применять для  
        трубопроводов при номинальном давлении PN й 25.
     2. Заглушки, устанавливаемые между фланцами, не следует применять для разделения двух тру-  
        бопроводов с различными средами, смешение которых недопустимо.
     3. Пределы применения заглушек и их характеристики по материалу, давлению, температуре, кор-  
        розии и т. д. должт соответствовать пределам применения фланцев.
  2. Трубопроводы, работающие при номинальном давлении свыше 10 МПа (100 кгс/см2}
     1. Общие требования
        1. Соединения элементов трубопроводов, работающих под давлением до 35 МПа (350 кгс/см2).  
           рекомендуется производить сваркой. Применяют только стыковые без подкладного кольца сварные соеди-  
           нения. Фланцевые и другие соединения допускается предусматривать е местах подключения трубопрово-  
           дов к аппаратам, арматуре и другому оборудованию, а также на участках трубопроводов, требующих е  
           процессе эксплуатации периодической разборки или замены.
        2. В трубопроводах, предназначенных для работы под давлением до 35 МПа (350 кгс/см2) вклю-  
           чительно. допускается аварка штуцеров на прямых участках, а также применение тройнюсое. сваренных из  
           труб и штампосварных колен с двумя продольными швами при условии проведения 100 %-ного контроля  
           сварных соединений методом УЗД или РД.
        3. В варка штуцеров е гнутые элементы (в местах гибое) трубопроводов не допускается.

В обоснованных случаях на гибах трубопроводов, работающих под давлением до 35 МПа. может  
быть допущена еварка одного штуцера внутренним диаметром не более 25 мм.

* + - 1. Для соединения элементов трубопроводов из высокопрочных сталей с временным сопротив-  
         лением разрыву не менее 650 МПа (6500 кгс/см2) должны использоваться фланцевые, муфтовые и другие  
         соединения. В технически обоснованных случаях могут быть допущены сварные соединения таких сталей.
      2. В местах расположения наиболее напряженных сварных соединений и точек измерения оста-  
         точной деформации, накапливаемой при ползучести металла, должны быть предусмотрены съемные учас-  
         тки изоляции.
    1. Кованые и штампованные детали
       1. Детали трубопроводов должны изготавливаться из покоеок. объемных штамповок и труб. До-  
          пускается применение других видов заготовок, если они обеспечивают надежную работу е течение расчет-  
          ного срока службы с учетом заданных условий эксплуатации.
       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 веертных шпильках.
    2. Гнутые и сварные элементы
       1. Конструкция и геометрические размеры тройников, сваренных из труб, штампосварных колец,  
          гнутых отводов и штуцеров, должны удовлетворять требованиям стандартов. ТУ и чертежей.
       2. Сваренные из труб тройники, штампосвзрные отводы, тройники и отводы из литых по электро-  
          шлаковой технологии заготовок допускается применять на давление до 35 МПа (350 кгс/см2}. При этом все  
          сварные швы и металл литых заготовок подлежат контролю методом УЗД в объеме 100 %.
       3. Отношение внутреннего диаметра штуцера (ответвления) к внутреннему диаметру основной  
          трубы в сварных тройниках не должно превышать значения 0.7.
       4. Применение отводов, сваренных из секторов, не допускается.
       5. Гнутые отводы после гибки должны подвергаться термической обработке с учетом 12.2.11.  
          Режим термической обработки устанавливается стандартами. ТУ, чертежами.
       6. Отводы, гнутые из стали марок 20.15ГС. 14ХГС. после холодной гибки допусжается подвергать  
          только отпуску при условии, что до холодной гибки трубы подвергались закалке с отпуском или  
          нормализации.
    3. Разъемные соединения
       1. Для разъемных соединены должны применяться фланцы резьбовые по ГОСТ 9399 и фланцы,  
          приваренные встык с учетом требований 6.7.1.1.
       2. В качестве уплотнитегъных элементов фланцевых соединений следует применять метал-  
          лические прокладки — плоские, линзы сферические по ГОСТ 10493. кольца восьмиугольного, оваль-  
          ного сечений, а также прокладки из терморасширемного графита до 20 МПа (200 кгс/см2) и других матери-  
          алов.
       3. Шпильки для фланцевых соедтений с линзовым уплотнением на давление PW а 100 принима-  
          ют по ГОСТ 10494. гайки — по ГОСТ 10495.
  1. Сварные швы и их расположение, требования к сборочным единицам
     1. Расстояние между соседними кольцевыми стыковыми сварными соединениями должно быть  
        не менее трехкратного значения иомина/ъной толщины свариваемых элементов, ноне менее 100 мм  
        для диаметров до 219ммвкл., 250 мм для диаметров до550ммвкл.и 400 мм для диаметров более  
        550 мм. В технически обоснованных случаях допускается для труб с наружным диаметром до 100 мы  
        принимать расстояние между кольцевыми стыковыми швами равным наружному диаметру трубы.

8 любом случае указанное расстояние должно обеспечивать возможность проведения местной тер-  
мообработки и контроля шва неразрушающими методами.

**Сварные соединения трубопроводов должны располагаться от ярая опоры е соответствии с 11.2.G.**

* + 1. Расстояние от начала изгиба трубы до оси кольцевого сварного шва должно быть не менее  
       наружного диаметра трубы, но не менее 100 мм.

При применении крутоиэогнутых отводов допускается расположение сварных соединении в начале  
изогнутого участка, а также сварка между собой отводов без прямых участков.

* + 1. Длина прямого участка между сварными швами двух соседних гибов должна составлять не  
       менее 100 мм при DN < 150 и 200 мм при ON Z150.
    2. При угловых (тавровых) сварных соединениях труб (штуцеров) с элементами трубопроводов  
       расстояние от наружной поверхности штуцеров до начала гиба 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 мы.
  + 1. 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, требуемом нормами расчета на прочность.
    2. Расстояние между краем шва приварки накладки и краем ближайшею шва трубопровода или  
       шва приварки патрубка, а таюке между краями швов приварки соседних накладок должно бьггь не менее  
       трехкратной толщины стенки трубы, но не менее 20 мм.
    3. 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, начала гиба. соседнего поперечного шеа) должна быть не менее величины L. опреде-  
       ляемой по формуле (1), но не менее 100 мм:

L = ^fl„-S„|xS11. (1)

где Д, — номинальный наружный диаметр трубы, мы:

SH— номинальная толщина стенки трубы, дета/ы. мм.

Для поперечных стыковых сварных соединений, подлежащих ультразвуковому контролю, длина сво-  
бодного прямого участка трубы (элемента) в каждую сторону от оси шва (до ближайших приварных дета-  
лей. начала гиба. оси соседнего поперечного сварного шва) должна быть не менее величин, приведенных  
в таблице 6.1.

**Таблица 6.1 — Минимальная дгынэ свободного прямого участка**

|  |  |
| --- | --- |
| Номинальна» толщина станем соариеаемых труб (элементов) Sa. мм | Минимальная длина сообсщпош прямою участп трубы (элемента) • еаядую сторону от оси шаа мм |
| До 15 8КП. | 100 |
| Св. 15 до 30 екл. | 5S. + 25 |
| Се. 30 до 36 ехл. | 175 |
| Се. 36 | 4S„ ♦ 30 |

1. Требования к материалам и полуфабрикатам
   1. Общие положения
      1. Материалы, применяемые для изготовления трубопроводов (приложение А), должны обеспечи-  
         вать их надежную работу а течение расчетного срока службы с учетом заданных условий эксплуатации  
         (расчетное давление, минимальная отрицательная и максимальная расчетная температуры), состава и ха-  
         рактера среды (коррозио»мая активность, взрывоопасность, токсичность и др.) и влияния температуры ок-  
         ружающего воздуха.
      2. Трубы и фасонные детали трубопроводов должны быть изготовлены из сталей, обладающих  
         технологической свариваемостью, относительным удлинением металла при разрыве на пятикратных образ-  
         цах не менее 16 % и удаоной вязкостью не ниже KCU - 30 Дж/см\*. KCV-20 Дж/смг при минимальной  
         расчетной температуре стенки элемента трубопровода.
      3. Допускается применение полуфабрикатов из материалов, не указанных в приложении А. если их  
         применение предусмотрено другими национальными стандартами и ТУ с учетом 4.1. если качество по ним  
         не ниже установленного в приложении А.
      4. Применение импортных полуфабрикатов и материалов допускается, если это предусмотрено  
         международными стандартами ASME. EN.
      5. Предприятие — изготовитель трубопровода должно осуществлять входной контроль качества  
         поступающих полуфабрикатов. Оценку качества полуфабрикатов проводят в соответствии с требованиями  
         стандартов и МД на конкретные полуфабрикаты и подтверждают сертификатами.

Для трубопроводов PN > 100 объем входного контроля сборочных единиц и элементов трубопрово-  
дов приводен в таблице ПЗ (приложение Г)-

* + 1. Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов следует применять основные материалы,  
       указанные в приложении А: трубы — см. таблицу А.1. поковки — таблицу А.2. стальные отливки —  
       таблицу АЗ. крепежные детали —таблицу А.4. материалы деталей под давлением PN > 100 —см. прило-  
       жение Г.
  1. Расчетная отрицательная температура

Для трубопроводов, размещаемых на открытой площадке или в неотапливаемом помещении, мини-  
мальную температуру стент трубопровода принимают равной:

• абсолютной минимальной температуре окружающего воздуха данного района в соответствии с [8].  
если температура стенки трубопровода, находящегося под расчетным (рабочим) давлением, может при-  
нять это значение температуры:

* значению отрицательной температуры, указанной в таблице А1, столбец «более 0,35[о]» для  
  соответствующего материала, если температура стенки трубопровода, находящегося под расчетным (ра-  
  бочим) давлением, не может быть ниже этой температуры, если указанная температура выше средней  
  температуры самой холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, то пуск, остановку и испытания на гер-  
  метичность в зимнее время выполняют е соответствии с «Регламентом проведения в зимнее время пуска  
  (остановки) или испытания на герметичность трубопроводов» (приложение Б), если нет других указа-  
  ний в НД:
* материал опорных элементов принимают по средней температуре наиболее холодной пятидневки  
  данного района с обеспеченностью 0.92 согласно (8).
  1. Трубы
     1. Пределы применения труб из сталей различных марок указаны в приложении А (таблица А. 1).
     2. Бесшовные трубы должны изготовляться из катаной, кованой, непрерывной или центробежно-  
        гмтой 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.
     3. Электросварные трубы с продольным или спиральным швом должны поставляться с радиогра-  
        фическим или ультразвуковым контролем сварного шва по всей длине.
     4. Электросварные трубы из углеродистой и низколегированной стали должны поставляться в тер-  
        мически обработанном состоянии, если:
* отношение наружного диаметра трубы к толщине стенки менее 50:
* толщина стенки трубы более 30 мм для низколегированных сталей или более 36 мм для углеродис-  
  тых сталей:
* транспортируемая среда вызывает коррозионное растрескивание.

Экспандировамные трубы могут применяться без последующей термической обработки до темпера-  
туры 150 \*С. если пластическая деформация при экспакдировании превышает 3 %.

* + 1. 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.

* + 1. Для трубопроводов следует применять трубы с нормированными химическим составом и меха-  
       ническими свойствами металла (группа В) по приложению А.
    2. Трубы электросварные со спиральным швом разрешается применять только для прямых участ-  
       ков трубопроводов.

1. **Допускается применять в качестве труб обечайки, изготовленные из листовой стагы в соответ-  
   ствии с (9].**
   1. Детали трубопроводов
      1. Детали трубопроводов в зависимости от параметров транспортируемой среды и условий  
         эксплуатации следует выбирать по действующим НД. а также по технической документации разработчика  
         проекта.

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

* 1. Поковки, сортовой прокат
     1. Пределы применения покоеок различных марок сталей должны соответствовать требованиям  
        приложения А, таблица А.2.
     2. Поковки должны применяться в термически обработанном состоянии.
     3. Для изготовления покоеок должны применяться качественные углеродистые, низколегирован-  
        ные, легированные и коррозионно-стойкие стали.
     4. Поковки для деталей трубопроводов должны быть отнесены к группе IV по ГОСТ 8479 и к груп-  
        пам IV или V по ГОСТ 25054.
     5. Поковки из углеродистых, низколегированных и легированных сталей, имеющие один из габа-  
        ритных размеров более 200 мм и толщину более 50 мм. должны подвергаться поштучному контролю ульт-  
        развуковым или другим равноценным методом.

Дефектоскогыи должно подвергаться не менее 50 % объема контролируемой поковки. Площадь кон\*  
троля распределяют равномерно по всей контролируемой поверхности. Объем контроля для PN > 100  
приведен в приложении Г.

Методы и нормы контроля должны соответствовать действующих НД.

* + 1. Допускается применение круглого проката наружным диаметром не более 160 мм для изготов-  
       ления полых круглых деталей с толщиной стенки не более 40 мм и длиной до 200 мм вкл.
    2. Прокат должен быть в термически обработанном состоянии и подвергаться радиографическому  
       или ультразвуковому контролю по всему объему.
  1. Крепежные детали
     1. Крепежные детали для разъемных соединений и материалы для них следует выбирать в зависи-  
        мости 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.

* + 1. Крепежные детали должны изготавливаться из сортового проката или поковок.
    2. Материал заготовок или готовые крепежные детали должны быть термически обработаны.
    3. В случае применения шпилек (болтов) и гаек из стали одной марки, твердость гаек должна быть  
       ниже твердости шпилек (болтов) не менее чем 15 НВ.
    4. Не допускается изготовлять крепежные детали из кипящей, полуспокоймой и автоматной  
       сталей.
    5. Для крепежных деталей из сталей аустенитного класса с рабочей температурой выше 500 \*С  
       изготовлять резьбу методом накатки не допускается.
    6. Материалы крепежных деталей должны выбираться с коэффициентом линейного расширения,  
       близким по значению к коэффициенту линейного расширения материала фланца. Разность в значениях  
       коэффициентов линейного расширения материалов не должна превышать 10 %.

Допускается применять материалы крепежных деталей и фланцев с коэффициентами линейного рас-  
ширения. значения которых различаются более чем на 10 %. в случаях, обоснованных расчетом на проч-  
ность или экспериментальными исследованиями, а также для фланцевых соединений с рабочей темпера-  
турой не более 100 вс.

* 1. Прокладочные материалы

Прокладки и прокпддоыые материалы для уплотнения фланцевых соединений выбирают в зависимо-  
сти от транспортируемой среды и ее рабочих параметров в соответствии с проектом и НД.

1. Требования к трубопроводной арматуре
   1. При проектировании и изготовлении трубопроводной арматуры необходимо выполнять требования  
      технических регламентов, стандартов и требования заказчиков в соответствии с требованиями безопасно-  
      сти по (10).
   2. В ТУ на конкретные виды и типы трубопроводной арматуры должны быть приведены:

* перечень НД. на основании которых выполняют проектирование, изготовление и эксплуатацию ар-  
  матуры:
* основные технические данные и характеристики арматуры;
* показатели надежности и/или показатели безопасности (для арматуры, у которой возможны крити-  
  ческие отказы);

- требования к изготовлению;

* требования безопасности;
* комплект поставки;
* правила приемки:
* методы исгытаний.
* 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.

Требования к выбору и настройке предохранительных клапанов принимают в соответствии с  
ГОСТ 12.2.085.

* 1. Основные показатели назначения арматуры (всех видов и типов), устанавливаемые в конструк-  
     торской и эксплуатационной документации, следующие:
* номинальное давление PN (рабочее или расчетное давление Р);
* 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.
  1. Дополнительные показатели назначения для конкретных видов арматуры следующие.
* коэффициент сопротивления £—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 пол-  
  ного открытия, давление закрытия, противодавление, диапазон давлений настройки — для предохрани-  
  тельной арматуры:
* условная пропускная способность вид пропускной характеристики, кавитационные характерис-  
  тики —для регулирующей арматуры;
* условная пропускная способность, величина регулируемого давления, диапазон регулируемых дав-  
  лений. точность поддержаючя 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 — давление управляющей среды:

* время открытия (закрытия)—по требованию заказчика арматуры.

1. Арматура должна быть исгъггана в соответствии с [11] и ТУ. при этом обязательный объем испыта-  
   ний должен включать испытания:

* на прочность и плотность основных деталей и сварных соединений, работающих под давлением:
* на герметичность затвора, нормы герметичности затвора — по [12] (для арматуры рабочих средств  
  групп А. Ь(а) и Ь(0) при испытании на герметичность затворов не должно быть видимых утечек — класс А  
  по [12]);

- на герметичность относительно внешней среды:

* на функционирование (работоспособность).

Результаты испытаний должны быть отражены в паспорте арматуры.

1. Применение запорной арматуры в качестве регулирующей (дросселирующей) не допускается.
2. При установке природа на арматуру маховики для ручного управления должны открывать армату-  
   ру движением против часовой стрелки, а закрывать — по часовой стрелке.

Направление осей штока привода должно определяться е проектной документации.

1. Запорная арматура должна иметь указатель положения запирающего элемента («открыто», «зак-  
   рыто»).
2. Материал арматуры для трубопроводов следует выбирать в зависимости от условий эксплуата-  
   ции. 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 могут быть использованы по обоснованным причинам.
3. Арматуру из углеродистых и легированных сталей допускается применять для сред со скорос-  
   тью коррозии не более 0.5 мм/год.
4. 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, ука-  
   занных в 8.14.
5. Для сред групп А(6), 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 темпера-  
   тур среды не ниже минус 30 'С и не выше 150 \*С при давлении среды не более 1.6 МПа (16 кгс/см2). При  
   этом для номинальных давлений среды до 10 применяется арматура, рассчитанная на давление PN 216.  
   а для номинальных давлений PN > 10 — арматура, рассчитанная на давление PN 125.
6. 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 веще-  
ства групп А и Б. а также на паропроводах и на трубопроводах горячей воды, используемых в качестве  
спутников.

1. Арматуру из серого и ковкого чугуна не допускается применять в следующих случаях:

* на трубопроводах, подверженных вибрации.
* на трубопроводах, работающих при резкопеременном температурном режиме среды;
* при возможности значительного охлаждения арматуры в результате дроссель-эффекта;
* на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А и Б. содержащих воду или другие замер-  
  зающие 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 токсин ых веществ.

1. На трубопроводах работающих при температуре среды ниже 40 \*С. следует применять армату-  
   ру из соответствующих легированных сталей, специальных сплавов или цветных металлов, имеющих при  
   наименьшей возможной температуре корпуса величину KCV не ниже 20 Дж/см2.
2. Для жидкого и газообразного аммиака допускается применение специальной арматуры из ковко-  
   го чугуна в пределах параметров и условий, изложенных в 8.12.
3. В гидроприводе арматуры следует применять негорючие и незамерзающие жидкости, соответ-  
   ствующие условиям эксплуатации.
4. С целью исключения возможности выпадения в пневмоприводах конденсата в зимнее время газ  
   осушают до точки росы при отрицательной расчетной температуре трубопровода.
5. Для трубопроводов с номинальным давлением свыше 55 МПа (350 кгс/см2) применение литой  
   арматуры не допусхается.

Арматуру с уплотнением фланцев «выступ-впадина» в случае применения специальных прокладок  
допускается применять при номинальном давлении до 35 МПа (350 кгс/см2).

1. Для обеспечения безопасной работы в системах автоматического регулирования при выборе  
   регулирующей арматуры должны быть собподемы следующие условия:

* потери (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 регулиро-  
  вания не должен превышать величину кавитационного перепада.

1. 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 (Рр);
* номинальный диаметр DN:
* температура рабочей среды (при маркировке рабочего давлетя Рр—обязательно);
* стрелка-указатель направления потока среды (при односторонней подаче среды):
* обозначение изделия;
* марка стали и номер плавки (для корпусов, выполненных из отливок):
* дополнительные знаю\* маркировки в соответствии с требованиями заказчиков и национальных стан-  
  дартов.

1. В комплект поставки трубопроводной арматуры должна входить эксплуатационная документа-  
   ция в объеме:

* паспорт (ПС):
* руководство по эксплуатации (РЭ);
* эксплуатационная документация на комплектующие изделия (приводы. ислол>ытельиые механиз-  
  мы. позиционеры, конечные выключатели и др.).

Форма ПС дана в приложении Н (рекомендуемое).

В РЭ должны быть приведены:

* описание конструкции и принцип действия арматуры:
* порядок сборки и разборки:
* повторение и пояснение информации, вкпючемюй 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 о 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.

1. Перед монтажом арматуру необходимо подвергнуть входному контролю и испытаниям в объе-  
   ме. предусмотренном РЭ. Монтаж арматуры следует проводить с учетом требований безопасности в соот-  
   ветствии с РЭ.
2. Безопасность арматуры при эксплуатации обеспечивается выполнением следующих требо-  
   ваний:

* арматуру и приводные устройства необходимо применять в соответствии с их показателями назна-  
  чения в части рабочих параметров, сред, условий эксплуатации;
* арматуру следует эксплуатировать в соответствии с руководством по эксплуатации (включая проек-  
  тные нештатные ситуации) и технологическими регламентами:
* запорная арматура должна быть полностью открыта иш 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 сис-  
  тему мер по устранению возможных предельных состояний и предупреждению критических отказов арма-  
  туры.

1. 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 пре-  
  дусмотренные РЭ:

- применять удлинители к ключам для крепежных деталей.

9 Основы расчета технологических трубопроводов на прочность

и вибрацию

1. Сопротивление материала трубопровода разрушаемо определяют по критериям максимального  
   касательного напряжения (третья теория прочности) или по предельной величине накопленной энергии  
   формоизменения (четвертая теория прочности).
2. В качестве основной нагрузки, по которой определяют толщину стенки, принимают давление ра-  
   бочей среды (внутреннее нгм наружное), величина которого указана в технологическом регламенте. Допол-  
   мителыые внешние нагрузки (осевые усилия, изгибающие или крутящие моменты), действующие постоян-  
   но. длительное время или кратковременно, регламентируются соответствующими предельными значения-  
   ми. Эти предельные значения устанавливают исходя из некоторого снижения общего запаса прочности  
   трубы или детали по сравнению с запасом, принятым при расчете по основной нагрузке — давлению  
   среды.
3. Нагрузки от температурных напряжений учитывают в расчете трубопроводов, в которых регламен-  
   тированы предельные значения допопниге/ъных напряжений от компенсации температурных расширений.  
   Для трубопроводов, работающих при высокой температуре, вызывающей ползучесть металла, используют  
   формулы несущей способности, в которых предел текучести металла при одноосном растяжении заменен  
   соответствующими характеристиками ползучести и длительной прочности.

Принимают следующие запасы прочности:

1.5—по пределу текучести и длительной прочности:

1. — по временному сопротивлению для углеродистой и низколегированной сталей;

3.0—по временному сопротивлению для аустенитной хромоникелевой стали.

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

1. Основным критерием вибролрочности трубопровода является условие отстройки собственных  
   частот колебаний трубопровода ft от дискретных частот детерминированного возбуждения f^.

Условие отстройки собственных частот для первых трех форм колебаний трубопровода в каждой плос-  
кости записывают в виде:

f9!f( £0.75и yj^1.30=1.2,3). (2)

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

£0.9 и fjf, Z 1.1 (/ = 4.5,...). (3)

8 случае невозможности выполнения требований (2) и (3) необходимо показать, что уровни вибраций  
элементов конструкции находятся в допустимых пределах.

Для типовых трубопроводов в качестве критерия вибролрочности могут быть использованы допусти-  
мые амплитуды перемещений в характерных сечениях трубопровода (см. приложение 8).

1. Подробно вопросы расчета прочности, вибрации и сейсмических воздействий рассмотрены в  
   ГОСТ 32388.
2. Требования к устройству трубопроводов
   1. Размещение трубопроводов
      1. Прокладка трубопроводов должна осуществляться по проекту, разработанному в соответствии  
         с нормативно-технической документацией по промышленной безопасности.

10.1-2 Прокладка трубопроводов должна обеспечивать.

* возможность использования предусмотренных проектом на технологические трубопроводы подъем-  
  но-транспортных средств и непосредственного контроля за техническим состоянием трубопроводов:

. 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 самомомпенсаиии температурных деформаций трубопроводов и защиту от повреж-  
  дений;
* возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств  
  пожаротушения.

1. При выборе трассы трубопровода необходимо предусматривать возможность самокомпенса-  
   ции температурных деформаций а местах поворотов трассы.

Трасса трубопроводов должна располагаться, как правило, со стороны, противоположной размеще-  
нию тротуаров и пешеходных дорожек.

1. Трубопроводы необходимо проектировать, как правило, с уклонами, обеспечивающими их опо-  
   рожнение при остановке.

Уклоны трубопроводов следует принимать не менее:

0.002 —для легколодвижных 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 высокоеязкими и застывающими жидкостями величины уклонов принимают  
исходя из конкретных их свойств и особенностей, протяженности трубопроводов и условий их проклад-  
ки (в пределах до 0.02).

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

1. Для трубопроводов групп А. Б прокладка должна быть надземной на несгораемых конструкци-  
   ях. эстакадах, этажерках, стойках, опорах.

Допускается прокладка таких трубопроводов на участках присоединения к насосам и компрессорам  
в иепроходных каналах.

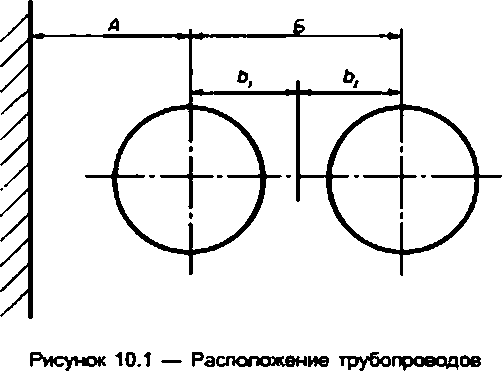
В иепроходных каналах допускается прокладка трубопроводов, транспортирующих вязкие, легкоза-  
стыеающие и горючие жидкости группы Б(в) (мазут, масла и т. п.), а также в обоснованных случаях -  
прокладка дренажных трубопроводов групп А и Б в случае периодического опорожнения оборудования.

Для трубопроводов группы В допускается, помимо надземной прокладки, также прокладка в каналах  
(закрытых или с засыпкой песком), тоннелях или в грунте с учетом [13]. При прокладке в грунте рабочая  
температура трубопровода не должна превышать 150 \*С. Применение низких опорных конструкций допус-  
кается в тех случаях, когда это не препятствует движению транспорта и средств пожаротушения.

1. Каналы для трубопроводов групп А и Б следует выполнять из сборных несгораемых конструк-  
   ций. перекрывать железобетонными несгораемыми конструкциями (железобетонными плитами), засыпать  
   песком и при необходимости — предусматривать защиту от проникновения в них грунтовых вод.
2. Прокладка трубопроводов в лолупроходных каналах допускается только на отдельных участ-  
   ках трассы протяженностью не более 100 м. в основном — при пересечении трубопроводами групп Б(в) и  
   В внутризаводских железнодорожных путей и автомобильных дорог с усовершенствованным покрытием.

При этом в лолупроходных 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  
доки.

1. 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 несгораемых материалов или устройство водо- и газонепроницае-  
   мых перемычек в каждом конкретном случае определяется проектом).
2. Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конст-  
   рукций (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 темпера-  
   турных деформациях. В приложении Е указаны расстояния между осями смежных трубопроводов и от  
   стенок каналов и стен зданий.



При наличии на трубопроводах арматуры для обогревающих спутников принятые по приложению Е  
расстояния А и 5 (см. рисунок 10.1) следует проверять исходя из условий необходимости обеспечения  
расстояния в свету не менее.

* для неизолированных трубопроводов при DN £ 600 — 50 мм:
* для неизолированных трубопроводов при DN > 600 и всех трубопроводов с тепловой изоляцией —  
  100 мм.

Расстояние между нижней образующей или теплоизоляционной конструкцией и полом или дном кана-  
ла принимают не менее 100 мм.

Расстояние Б (между осями трубопроводов) определяют суммированием табличных размеров 6,. где  
Ь,- 0,. Ьг.... Ь\* (приложение Е).

При расположении фланцев в разных плоскостях («вразбежку») рэсстоятв между осями неизолиро-  
ванных трубопроводов следует определять суммированием bt большего диаметра и — Ь, меньшего

диаметра.

1. При проектировании трубопроводов в местах поворотов трассы следует учитывать возмож-  
   ность перемещений, возникающих от изменения температуры стенок трубы, внутреннего давления и дру-  
   гих нагрузок.
2. При совместной прокладке трубопроводов и электро кабелей для определения расстояния  
   между ними следует руководствоваться (13). (14). правилами устройства электроустановок и НД.
3. Не допускается прокладка трубопроводов внутри административных, бытовых, хозяйствен-  
   ных помещений и в помещениях электрораспределительных устройств, электроустановок, щитов автома-  
   тизации. 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 пребывание людей (стоповая, клуб, медпункт, администра-  
тивные здания и т. д.). на расстоянии не менее 50 м в случае надземной прокладки и не менее 25 м — при  
подземной прокладке.

1. При проектировании трубопроводных трасс следует учитывать возможность реконструкции,  
   для этого при определении размеров конструкций необходимо предусматривать резерв как по габаритам,  
   так и по нагрузкам на эти конструкции. В каждом конкретном случае резерв определяется проектом.
2. Не допускается размещать арматуру, дренажные устройства, разъемные соединения е мес-  
   тах пересечения надземными трубопроводами автомобильных 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 предусматривать-  
   ся 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 трубопровода должны располагаться на 0.5 м ниже или выше оконных и дверных проемов.  
При этом трубопроводы с легкими газами располагаются выше, а с тяжелыми — ниже оконных и дверных  
проемов. Прокладка трубопроводов по стенам зданий со сплошным остеклением, а также по легкосбрасы-  
ваемым конструкциям не допускается.

1. 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 помещежй.
2. Прокладке трубопроводов на низких и высоких отдельно стоящих опорах или эстакадах воз-  
   можна при любом сочетании трубопроводов независимо от свойств и параметров транспортируемых ве-  
   ществ. При этом трубопроводы с веществами, смешение которых при разгерметизации может привести к  
   аварии, следует располагать на максимальном взаимном удалении.

При многоярусной прокладке трубопроводов их следует располагать:

* 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.

1. Установка П-образных компенсаторов над проездами и дорогами, как правило, не допускает-  
   ся. Указа тая установка компенсаторов допускается при обосновании невозможности или нецелесообраз-  
   ности их размещения в других местах.
2. При прокладке на эстакадах трубопроводов, требующих регулярного обслуживания (не ме-  
   нее 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 мне торцах эстакады при расстоянии менее 200 м — вертикальные лестницы с шатровым ограждени-  
   ем или маршевые лестницы.
3. При прокладке трубопроводов на низких опорах расстояние от поверхности земли до низа  
   трубы и до теплоизоляции следует принимать в соответствии с требованиями НД. Для перехода через  
   трубопроводы должны быть оборудованы пешеходные мостики.

Допускается предусматривать укладку трубопроводов диаметром до 300 мм включительно в два  
яруса и более, при этом расстояние от поверхности площадки до верха труб или теплоизоляции верхнего  
яруса должно быть, как правило, не более 1.5 м.

10.120 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 выше 300 \*С и ниже минус 40 вС или давлением выше  
  10 МПа (100 кгс/см2) независимо от температуры;
* вещества с температурой самовоспламенения в прикрепляемом трубопроводе ниже температуры  
  самовоспламенения 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.

1. Трубопроводы, проходящие через стены или перекрытия зданий, следует заключать в специ-  
   альные гильзы игм футляры. Сварные и разъемные соединения трубопроводов внутри футляров или гильз  
   не допускаются.

внутренний диаметр гильзы принимают на 10—12 мм больше наружного диаметра трубопровода (при  
отсутствю\* изоляции) или наружного диаметра изолэдии (для изолированных трубопроводов).

Гильзы должны быть жестко заделаны в строительные конструкции, зазор между трубопроводом и  
гильзой (с обоих концов) следует заполнять негорючим материалом, допускающим перемещение трубо-  
провода вдоль его продольной оси.

Гильзы не могут служить опорой трубопровода.

1. На трубопроводах выброса в атмосферу от технологических аппаратов, содержащих взрыео-  
   и пожароопасные вещества, должны устанавливаться огнепреградители.
2. Трубопроводы для выброса газовых технологических сред (факельные трубопроводы) долж-  
   ны отвечать требованиям правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем.
3. Всасывающие и нагнетательные коллекторы компрессоров со средами групп А и Б следует  
   располагать, как правило, вне машинных запое. Отключающая (запорная) от коллектора арматура на вса-  
   сывающем 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, предусматривают установку обратных клапанов между компрессором и запорной арма-  
   турой.
4. Прокладка трубопроводов в каналах допускается только при соответствующем обосновании  
   (с учетом 10.1.5; 10.1.7).
5. 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 токов.

10.1.28 Подэемные трубопроводы, прокладываемые непосредственно в грунте в местах пересечения  
автомобильных дорог и железных дорог, должны быть размешены в защитных металлических или бетон-  
ных трубах, концы которых должны отстоять от головки рельсов или от бровки обочины дороги не менее  
чем на 2 ы; расстояние от верхней образующей защитной трубы до подошвы шпалы железнодорожного  
пути должно быть не менее 1 м. до бровки полотна автодороги — не менее 0.5 м.

10.129 Свободная высота эстакад для трубопроводов над проездами и проходами должна быть не

INQnOO.

5.55 м —для железнодорожных путей (над головкой рельса);

5 м — (4.5 м при соответствующем обосновании) для автомобильных дорог;

1. м — для пешеходных дорог.
2. При пересечении высокими эстакадами железнодорожных путей и автомобильных дорог рас-  
   стояние 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 автомобильной дороги.

1. Пересечение эстакад с воздушными линиями электропередач выполняют в соответствии с  
   правилами устройства электроустановок.

воздушные линии электропередач на пересечениях с эстакадами должны проходить только над тру-  
бопроводами. Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстака-  
ды до линий электропередач (нижних проводов с учетом их провисания) следует принимать в зависимости  
от напряжения (приложениеЖ).

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 расстояний между воздушными линиями электро-  
передач и технологическими трубопроводами всякого рода защитные ограждения, устанавливаемые над  
ними в виде решеток, галерей, площадок, рассматривают как части трубопровода.

1. При подземной прокладке трубопроводов, в случае одновременного расположения в одной  
   траншее двух и более трубопроводов, их следует располагать в один ряд (в одной горизонтальной плоско-  
   сти). Расстояние между ними в свету надлежит принимать при следующих номинальных диаметрах трубо-  
   проводов:

* до 300 мм вкл. — не менее 0.4 м;
* более 300 мм — не менее 0.5 м.

1. Подземные трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии специальной уси-  
   ленной противокоррозионной защитой (изоляцией).
2. Глубина заложения подземных трубопроводов должна быть не менее 0.6 м от поверхности  
   земли до верхней части трубы или теплоизоляции е тех местах, где не предусмотрено движение транспор-  
   та, а на остальных участках глубину заложения принимают исходя из условий сохранения прочности трубо-  
   провода с учетом всех действующих нагрузок.

Трубопроводы, транспортирующие застывающие, увлажненные и конденсирующиеся вещества, дол-  
жны располагаться на 0.1 м ниже глубины промерзания грунта, с уклоном к конденсатосбориикам. другим  
емкостям или аппаратам.

1. По возможности следует избегать пересечения и сближения до расстояния менее 11 м трубо-  
   проводов с рельсовыми путями электрифицированных железных дорог и другими источниками блуждаю-  
   щих токов. В обоснованных случаях допускается уменьшение указанного расстояния при условии приме-  
   нения соответствующей защиты от блуждающих токов, с обоснованием в проекте.

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

1. Над эстакадами внутрицеховых трубопроводов в местах отсутствия фланцевых и других со-  
   единений разрешается установка воздушных холодильников.
   1. Устройства для дренажа и продувки трубопроводов
      1. Все трубопроводы независимо от транспортируемого продукта должны иметь дренажи для  
         слива воды после гидравлического испытания и воздушники в верхних точках трубопроводов для удале-  
         ния газа.

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

10 22 Опорожнение трубопроводов в основном должно производиться в технологическое оборудо-  
вание. 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 периоди-  
ческого действия.

1. Трубопроводы, в которых возможна конденсация продукта, должны иметь дренажные устрой-  
   ства для непрерывного удаления жидкости.

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

1. Непрерывный отвод дренируемой жидкости из трубопровода предусматривают из специально-  
   го штуцера-кармана, ввариваемого в дренируемый трубопровод.

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

**Таблица 10.1 — Номинальные дааметры штуцероо карманов**

**В миллиметрах**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр трубопровода. DN | 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. DN | 50 | 80 | 100 | 150 | 200 | 250 | 300 | 350 |

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

Диаметр отводящей трубы, присоединяемой к штуцеру-карману, определяют гидравлическим рас-  
четом.

1. В качестве дренажных устройств периодического действия следует предусматривать специ-  
   альные сливные штуцера с запорной арматурой для присоединения стационарных или съемных трубопро-  
   водов. гибких шлангов для отвода продуктов в дренажные емкости или в технологическое оборудование.  
   На запорную арматуру устанавливают заглушку. Дренажные устройства для аварийного опорожнения про-  
   ектируют стационарными.

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

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

1. 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 точ-  
   ках 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  
принимают в зависимости от диаметра трубопровод по таблице 10.2.

**Таблица 10.2 — Номжальные диаметры дренажных штуцеров и запорной арматуры**

**В жллиметрах**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр трубопровода, DN | 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. DN | 25 | 32 | 40 | 50 | 80 | 100 | 125 | 150 |

1. Для опорожнения трубопроводов от воды после гидравлического испытания используют в пер-  
   вую очередь устройства для технологического дренажа трубопроводов. При отсутствии технологического  
   дренажа предусматривают штуцера, ввариваемые непосредственно в дренируемый трубопровод.  
   Диаметры дренажных штуцеров следует принимать не менее указанных в таблице 10.3.

**Таблица 10.3 — Номинальные диаметры дренахоых штуцеров**

**В миллиметрах**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр трубо- провода. DN | От 25 до во | От 100 ДО 150 | От 175 до 300 | От 350 до 450 | От 500 ДО 700 | От 800 до 1200 |
| Номинальный диаметр шту- цера. DN | 15 | 20 | 25 | 32 | 40 | 50 |

1. Для трубопроводов, предназначенных для транспортирования сжиженных газов, пожаровзры-  
   воопасных продуктов и веществ 1 -го и 2-го 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 либо специальными растворами.

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

1. Применение гибких шлангов для удаления сжиженных газов из стационарного оборудовав»  
   не допускается.

Для заполнения и опорожнения нестационарного оборудова ния (слив и налив железнодорожных цис-  
терн. контейнеров, бочек и баллонов) допускается применение гибких шлангов.

1. Трубопроводы с технологическими средами 1.2 и 3-го классов опасности следует продувать  
   в специальные сбросные трубопроводы с последующим использованием или обезвреживанием продувоч-  
   ных газов и паров. Продувку остальных трубопроводов допускается осуществлять через продувочные  
   свечи в атмосферу.
2. Схему продувки трубопровода и расположение продувочных свечей определяют при проекти-  
   ровании в каждом конкретном случае с соблюдением требований нормативно-технической документации.
3. Продувочные свечи должны иметь устройства для отбора проб с арматурой, а продувочные  
   свечи для горючих и взрывоопасных продуктов — также и огнепреградители.

10\_2.13 Продувочные свечи и трубопроводы выброса от предохранительных клапанов в нижних точ-  
ках 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.

1. Размещение арматуры
2. На вводах (и выводах) трубопроводов в цеха, в технологические узлы и в установки должна  
   устанавливаться запорная арматура.

10.32 Необходимость применения арматуры с дистанционным или ручным управлением определя-  
ется условиями технологического процесса и обеспечением безопасности работы.

1. На вводах трубопроводов для горючих газов (в том числе сжиженных), легковоспламеняю-  
   щихся и горючих жидкостей (ЛВЖ и ГЖ соответственно) номинальных диаметров DN г 400 должна уста-  
   навливаться запорная арматура с дистанционным управлением и ручным дублированием.
2. Запорная арматура с дистанционным управлением должна располагаться вне здания на рас-  
   стоянии не менее 3 м и не более 50 м от стены здания или ближайшего апларата. расположенного вне  
   здания.

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

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

1. На внутрицеховых обвязочных трубопроводах установка и расположение запорной арматуры  
   должны обеспечивать возможность надежного отключения каждого агрегата или технологического аппара-  
   та. а также всего трубопровода.
2. Для уменьшения усилий при открытии запорной арматуры с ручным приводом номинальных  
   диаметров DN > 500 и номинальных диаметров DN > 350 на номинальные давления PN > 16 следует  
   предусматривать обводные линии (байпасы) для выравнивания давлений во входном и выходном патруб-  
   ках запорной арматуры (таблица 10.4)

**Таблица 10.4 — Номинальный диаметр обводных линий**

**В миллиметрах**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 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 |

1. Регулирующие клапаны, обеспечивающие параметры непрерывного технологического процес-  
   са. следует снабжать байпасной линией с соответствующей запорной арматурой.
2. При расположении арматуры на трубопроводе следует руководствоваться указаниями ТУ и  
   эксплуатационной документации.
3. В местах установки арматуры массой более 50 кг должны быть предусмотрены переносные  
   или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа.
4. На нагнетательных линиях компрессоров и центробежных насосов предусматривают установ-  
   ку обратной арматуры.

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

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

Последовательность установки обратного клапана и запорной арматуры и количество арматуры дол-  
жны обеспечивать возможность внеочередных ревизий обратных клапанов без остановки технологическо-  
го процесса, если срок ревизии обратного клапана меньше срока ревизии трубопровода.

1. Для надежного отключения от коллектора агрегатов (технологических аппаратов) с рабочим  
   давлением Рр г 4.0 МПа (40 кг с/см2), на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А. Б(а), Б(б).  
   следует устанавливать две единицы запорной арматуры с дренажным устройством между ними номиналь-  
   ным диаметром DN 25. На дренажной арматуре устанавливают заглушки.

Дренажная арматура трубопроводов группы А и жидких сероводородсодержащих сред должна со-  
единяться с закрытой системой.

На трубопроводах, транспортирующих вещества указанных групп (см.таблицу 5.1) с рабочим давле-  
нием Р9 < 4 МПа (40 кгс/см2), а также групп Б(в) независимо от давления, устанавливают одну единицу  
запорной арматуры и дренажную арматуру с заглушкой.

1. Трубопроводная арматура должна размещаться в местах, доступных для удобного и безо-  
   пасного ее обслуживания и ремонта. Ручной привод арматуры должен располагаться на высоте не более
2. м от уровня пола помещения или площадки, с которой ведется управление. При использовании арма-  
   туры не реже одного раза в смену привод следует располагать на высоте не более 1.6 м.
3. На вводе трубопровода в производственные цехи, в технологические узлы и в установки,  
   если максимально возможное рабочее давление технологической среды в трубопроводе превышает рас-  
   четное давление технологического оборудования, в которое ее направляют, необходимо предусматривать  
   редуцирующее устройство (автоматическое для непрерывных процессов или ручное для периодических) с  
   манометром и предохранительной арматурой на стороне низкого давления.
4. Опоры и подвески трубопроводов
5. Трубопроводы следует монтировать на опорах или подвесках. Расположение опор (непод-  
   вижных. схольэящих. Катковых, пружинных и т. п.), подвесок и расстояние между ними определяются  
   проектом.

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

Опоры и подвески следует располагать макошально близко к сосредоточенным нагрузкам, армату-  
ре. фланцам, фасонным деталям и т. п.

1. Опоры и подвески рассчитывают на нагрузки от массы трубопровода с транспортируемой сре-  
   дой (или водой при гмдроислытании). изоляцией, футеровкой, льдом (если возможно обледенение), а также  
   на нагрузки, возникающие при термическом расширении трубопровода.
2. Опоры и подвески располагают на расстоянии не менее 100 мм от сварных швов.
3. Для трубопроводов, транспортирующих вещества с отрицательной температурой, при необхо-  
   димости исключения потерь холода следует применять опоры с теплоизолирующими прокладками.
4. При выборе материалов для опорных конструкщш. подвесок, размещаемых вне помещений и  
   в неотапливаемых помещениях, за расчетную температуру принимают среднюю температуру наиболее  
   холодной пятидневки с обеспеченностью 0.92 по (8].

Материал элементов опор и подвесок, привариваемых к трубопроводу, должен соответствовать мате-  
риалу трубопровода,

1. Для обеспечения проектного уклона трубопровода разрешается установка металлических под-  
   кладок. привариваемых к строительным конструкциям, под подушки опор.
2. Для трубопроводов, подверженных вибрации, рекомендуется применять опоры с хомутом игы.  
   при соответствующем обосновании, специальные демпфирующие опорные конструкции (вязкоупругие или  
   сухого трения). Подвески для таких трубопроводов допускается предусматривать в качестве дополнитель-  
   ного способа крепления.
3. При выборе опор следует отдавать предпочтение «открытой» конструкции опоры для обеспече-  
   ния возможности доступа при проведении толщинометрии.
4. Опоры под трубопроводы должны устанавливаться с соблюдением следующих требований:

а) они долж>ш плотно прилегать к строительным конструкциям.

б) уклон трубопровода проверяют приборами или специальными приспособлениями (нивелиром, гид\*  
ростатическим 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 испытывающих тепловых удлинений, должны быть установлены  
отвесно: тяги подвесок трубопроводов, испытывающих тепловые удлинения, должны устанавливаться с  
наклоном в сторону, противоположную удтмению:

д) пружины опор и подвесок должны быть затянуты в соответствии с указаниями в проекте: на время  
монтажа и гидравлического испытания трубопроводов пружины разгружают распорными приспособле-  
ниями:

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

1. При необходимости уменьшения усилий от трения следует устанавливать специальные конст-  
   рукции опор, в том числе шариковые и ха псовые.

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

1. Подвижные и неподвижные опоры трубопроводов с сероеодородсодержащими средами дол-  
   жны применяться, как правило, хомутоеые. Применение приварных к трубопроводу деталей опор без пос-  
   ледующей термообработки мест приварки к трубопроводу не допускается.
2. Дополнительные требования к устройству трубопроводов при комплектно-блочном  
   методе монтажа

Проектирование и изготовление трубопроводов, входящих в состав поставочных блоков, должны со-  
ответствовать требованиям настоящего стандарта и ТУ на проектирование и изготовление трубопроводных  
блоков.

1. Компенсация температурных деформаций трубопроводов
2. Температурные расширения следует компенсировать за счет поворотов и изгибов трассы тру-  
   бопроводов. При невозможности ограничиться самокомпенсацией на трубопроводах устанавливают ком-  
   пенсаторы и компенсирующие устройства.

**6 тех случаях, когда проектом предусматривается продувка паром или горячей ведой, компенсирую-  
щая способность трубопроводов должна быть рассчитана на эти условия.**

1. Не допускается применять сальниковые компенсаторы на технологических трубопроводах со  
   средами групп А и Б. для группы среды В их допускается применять е технически обоснованных случаях.

Не допускается установка линзовых компенсаторов на трубопроводах с высокой коррозионной актив-  
ностью.

1. П-образные компенсаторы следует применять для технологических трубопроводов всех кате-  
   горий. Их изготавливают либо гнутыми из цельных труб, либо с использованием гнутых, крутойэогнутых или  
   сварных отводов.
2. 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 6.4.4.
3. Применять еодогаэопроеодные трубы для изготовления П-образных компенсаторов не допус-  
   кается. а злектросварные со спиральным швом трубы следует применять только для прямых участков  
   компенсаторов.
4. П-образные компенсаторы должны быть установлены горизонтально с собгьодением необходи-  
   мого общего уклона. В виде исключения (при ограниченной площади) их можно размещать вертикально  
   петлей вверх или вниз, с соответствующим дренажным устройством е низшей точке и воздушниками.
5. П-образные компенсаторы перед монтажом должны быть установлены на трубопроводах вме-  
   сте с распорными приспособлениями, которые удаляют после закрепления трубопроводов на неподвижных  
   опорах.
6. В условиях стесненной компоновки эффективным способом компенсации температурных рас-  
   ширений 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 првдприя-  
   тий-изготовителей по их установке на трубопроводе: разбивка на отдельные компенсируемые участки, раз-  
   мещение неподвижных и направляющих опор. При отклонении от этих правил нормальная работа компен-  
   саторов устройств не гарантируется.
7. При установке линзовых компенсаторов на горизонтальных газопроводах с конденсирующи-  
   мися 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 направля-  
   ющие опоры.
8. При монтаже трубопроводов компенсирующие устройства должны быть предварительно рас-  
   тянуты или сжаты. Величина предварительной растяжки (сжатия) компенсирующего устройства указывает-  
   ся в проектной документации и в паспорте на трубопровод. Величина растяжки может изменяться на вели-  
   чину поправки, учитывающей температуру при монтаже.
9. Качество компенсаторов, подлежащих установке на технологических трубопроводах, должно  
   подтверждаться паспортами или сертификатами.
10. При установке компенсатора в паспорт трубопровода вносят следующие данные:

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

1. Требования к снижению вибрации трубопроводов
2. Вибрацию трубопроводов нормируют по амплитуде виброперемещений в зависимости от час-  
   тоты вибрации.

Различают следующие уровни вибрации:

1. расчетный при проектировании:
2. допускаемый при эксплуатации:
3. требующий исправления, реконструкции системы;
4. уровень появления аварийных ситуаций.

Соответственно по уровням: 1 и 2 — удовлетворительное состояние трубопроводов. 2 и 3—допуска-  
емое значение, необходим контроль вибрации. Зи4 — необходим повышенный контроль, необходимо  
исправление, реконструкция: выше4 — экстренное исправление.

В таблицах В^—8.10 приложения В даны дисхретные значения допусхаемых значений амплитуд  
виброперемещений трубопроводов для фиксированных частот при обследовании и мониторинге компрес-  
соров. насосов, фрщамеитое, подшипников и т. л.

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

При совладении частоты пульсаций потока/с собственной частотой колебаний трубопровода 1а воз-  
никает условие резонанса. Это приводит к росту амплитуды колебаний.

Резонансная зона имеет определенную ширину, при которой амплитуда может сохранять значитель-  
ную величину. Условия отстройки см. формулы (2) и (3).

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

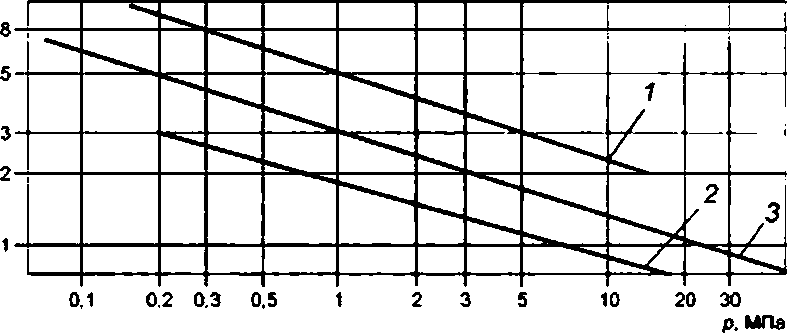
Необходимо в первую очередь устранить резонансные колебания пульсирующего потока и отстроить  
от возможного совпадения резонансов потока и механической системы.

Интенсивность колебаний давления принято характеризовать степенью неравномерности давления  
[15] согласно рисунку 10.2.

^ — (Раш “ РщпУРф 2ЛДВХ11/р(р. (4)

гое Ртах - Рила. Ре» — максимальное, минимальное и среднее давления:

‘ЗРтах — максимальная амплитуда давления газа.



**Рисунок 10.2 — Зависимость допустимой стелем\* неравномерности давлем\*я 8**

**от давления в газопроводах**

1 — допустимые значения 5 для всасывающих трубопроводов;

1 и 2—определяют границы области 6 для межступенчатых трубопроводов компрессоров:

3—допустимая степень неравномерности давления 6 для нагнетательных трубопроводов.

Допустимая степень неравномерности давления (прямая 3):

6 = ЗР^м (5)

Для разветвленных трубопроводов принимают следующие значения 5:

1 % — для трубопроводов на низких бетонных опорах;

0.7 % — на кронштейнах, укрепленных в стенах зданий, при давлении до 2.S МПа (25 кгс/см2);

0.5 % — на кронштейнах, укрепленных в стенах зданий, при давлении свыше 2.5 МПа (2S кгс/см3);

0.3 %— для трубопроводов контрольно-измерительных приборов.

Пульсациоииые составляющие при движении двухфазных потоков оценивают по [15].

10.72 Способы отстройки системы от резонансных колебаний газа;

* изменение длин и диаметров участков трубопроводной системы, если это допускается компоновкой  
  системы:
* изменение температуры и давления нагнетания компрессора, если это возможно по технологии  
  процесса:
* установка диафрагм для рассеивания энергии колебаний газа и изменения амплитудно-частотного  
  спектра газа в трубопроводной системе. Ориентировочно диаметр расточки диафрагм должен быть равен  
  примерно половине внутреннего диаметра трубы:
* установка буферных емкостей, уменьшающая амплитуды пульсации давления за счет рассеивания  
  энергии колебания газа и изменяющая спектр собственных частот колебаний. Буферную емкость предпоч-  
  тительно устанавливать непосредственно у источнюса возбуждения колебаний (у цилиндра компрессора).  
  На несколько цилиндров одной ступени целесообразно устанавливать общую емкость.

Роль буферных емкостей могут играть технологические аппараты (масловлагоотделители. сепарато-  
ры. теплообменники и др.);

* установка диафрагм на входе в емкость или выходе из емкости. При этом размеры емкости могут  
  быть уменьшены примерно на 30 % по сравнению с емкостью без диафрагмы.
* установка акустического фильтра е тех случаях, когда возникает необходимость е значительном  
  снижении колебашй. Акустический фильтр характеризуется четким дискретным спектром полос пропуска-  
  ния и гашения частот колебаний газа.

1. Спектр собственных частот механической системы зависит от инерционно-жесткостных харак-  
   теристик и условий закрепления. Такими параметрами являются:

* число участков, расположенных между опорами, их конфигурация;
* наличие сосредоточенных масс и их величина.
* условия опираиия:
* упругие опоры и их характеристики жесткости.
* инерционно-жесткостмые параметры участков.

а) Сосредоточенные массы увеличивают инерционные характеристики и снижают значения собствен-  
ных частот. Понижение значения собственной частоты способом включения дополнительной массы может  
быть эффективным при величине массы, соизмеримой с массой участка. Однако сосредоточе»ыые массы  
увеличивают жесткость системы.

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

б) Собственные частоты трубопровода зависят от условий закрепления его концевых и промежуточ-  
ных участков.

При ограниченных возможностях варьирования длины пропета отстройка системы от резонанса дос-  
тигается выбором типа опор и подбором их жесткости. Изменение расположения сосредоточенных масс  
задается расчетчиком. При их отсутствии специально вводить сосредоточенные дополнительные массы  
для изменения спектра частот следует только при невозможности применения других способов отстройки  
от резонанса.

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

г) Изменение инерционно-жесткостных параметров трубопровода варьируется диаметром трубопро-  
вода.

д) Корректировку трубопроводной системы для устранения механического резонанса проводят по  
каждому механизму возбуждения колебаний не менее чем по пяти гармоникам и по числу собственных  
частот колебаний системы, задаваемому расчетчиком.

1. Для анализа реальных значений пульсации давления в трубопроводных системах устанавли-  
   вают датчики пу/ъсации. Требования к посадочным местам для датчиков пульсации давления на трубопро-  
   водах поршневых компрессоров определяют в соответствии с НД.
2. Тепловая изоляция, обогрев
3. 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 взрыеопожаробеэопасности.
4. Тепловой изоляции трубопроводы подлежат в следующих случаях:

* при необходимости обеспечения требований технологического процесса (ограничение тепло- или  
  холодопотерь, в том числе при остановке перекачки игы отсутствии течения продукта, для сохранения или  
  ограничения изменения температуры, предотвращения конденсации или вскипания продукта, образования  
  ледяных, гид ратных или иных пробок, нежелательного повышения вязкости продукта и т. п.);
* для исключения 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 теплоизолирую-  
  щей конструкции в зависимости от местоположения трубопровода и свойств транспортируемого продукта в  
  соответствии с требованиями действующих НД);
* при необходимости избежать неэкономичности потерь тепла или холода (ограничение плотности  
  теплового потока);
* для исключения конденсации влаги из окружающего воздуха е 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-ваку-  
уъьчая) тепловая изоляция.

В обоснованных случаях теплоизоляция трубопроводов может заменяться ограждающими конструк-  
циями.

1. Тепловая изоляция трубопроводов должна соответствовать требованиям действующих норма-  
   тивных документов. Расчет толщины тепловой изоляции выполняют по методикам, изложенным в МД.

Работы по тепловой изоляции должны выполняться в соответствии с действующими нормами и пра-  
вилами производ ства работ и с учетом требований фирмы — производителя тепловой изоляции.

1. В теплоизоляционных конструкциях трубопровода, как правило, предусматривают следующие  
   элементы:

* основной теплоизолирующий спой:
* армирующие и крепежные детали;
* защитно покровный слой (защитное покрытие).

При отрицательных рабочих температурах среды проектом тепловой изоляции должны предусматри-  
ваться тщательное уплотнение всех мест соединений отдельных элементов и герметизация швов при уста-  
новке сборных теплоизоляционных конструкций.

1. Для арматуры с разъемным способом присоединения, фланцевых соединений, компенсато-  
   ров. а также в местах измерения и проверки состояния трубопроводов должны предусматриваться съем-  
   ные теплоизоляционные конструкции или иные возможности быстрого доступа к поверхности изолируемого  
   объекта.
2. Опоры, фланцы, арматура и фитинги теплоизолированных трубопроводов должны иметь доста-  
   точную теплоизоляцию, сводящую к минимуму тепловые потери от этих элементов.
3. Соответствие материалов теплоизоляционного и покровного слоев в составе теплоизоляцион-  
   ной конструкции требованиям к качеству продукции. санитарно-гигие\*\*»чесхим требованиям и требованиям  
   пожарной безопасности должно быть подтверждено соответствующими сертификатами или результатами  
   испытаний.
4. Для трубопроводов, транспортирующих сильные окислители, не допускается применять тепло-  
   вую изоляцию, содержащую органические вещества.
5. 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 асбес-  
   тового волокна или иные материалы, вибростойкость которых в условиях эксплуатации подтверждена ре-  
   зультатам\* испытаний.
6. В случав необходимости поддержания требуемой технологической температуры по всей дли-  
   не протяженного трубопровода либо недопущения падения (или роста) температуры ниже (выше) допусти-  
   мой на отдельных участках трубопровода при остановке перекачки или отсутствии течения продукта трубо-  
   провод или его отдельные участки наряду с тепловой изоляцией должны быть снабжены системой обогре-  
   ва (охлаждения). Система обогрева (охлаждения) совместно с тепловой изоляцией может использоваться  
   также и в других случаях, перечисленных е 10.8.2.
7. Система обогрева (охлаждения) может быть выполнена:

. в виде трубчатых спутников, по которым прокачивается теплоноситель.

* в виде резистивных распределенных электронагревателей (система электрообогрева).

Ы неооходимых случаях может использоваться конструкция с ооогревакхцвй руоашкой.

Необходимость системы обогрева (охлаждения), удельная мощность, коэффициент запаса и конст-  
руктивное 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).

1. Необходимость обогревающих (либо охлаждающих) спутников, выбор и параметры теплоно-  
   сителя. диаметры спутников и толщина теплоизоляции определяются проектом по результатам расчетов по  
   методикам, изложенным в соответствующих нормативно-методических документах НД.

При расчете толщины теплоизоляции трубопровода с обогревающими спутниками по требованиям  
техники безопасности должно учитываться возможное повышение температуры на поверхности теплоизо-  
ляционной конструкции е зоне примыкания теплоизоляции к обогревающему спутнику.

1. Крепление трубопроводов обогрева к технологическому трубопроводу должно обеспечивать  
   свободную компенсацию тепловых удлинеюм трубопроводов.
2. Системы резистивного распределенного обогрева (элекгрообогрее) должны обеспечивать  
   наибольшую точность поддержания заданной температуры, оптимальный расход энергии и получение не-  
   обходимого объема информации как о системе обогрева, так и о работе обогреваемого трубопровода.

Расчеты и проектирование систем резистивного обогрева должны выполняться в соответствии с дей-  
ствующими НД. в том числе е области езрыеопожаробеэоласности. Методики расчета систем резистивного  
обогрева изложены в соответствующих нормативно-методических документах, например [16]. [17].

1. Монтаж теплоеой изоляции трубопроводов осуществляют после испытания их на прочность\*  
   плотность и после 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 енимамге должно быть обращено на отсутствие гидравлических «меш-  
ков» и правильную схему дренажа во всех низших точках.

1. Защита от коррозии и окраска трубопроводов
2. При транспортировке агрессивных веществ защиту от коррозии внутренней поверхности сталь-  
   ных трубопроводов следует обеспечивать с учетом химических и физических свойств веществ, конструк-  
   ции и материалов элементе\* трубопроводов, условий эксплуатации и других факторов.
3. Вид и систему защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов выбирают в зависи-  
   мости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды,  
   степени опасности электрокорроэии. свойств и параметров транспортируемых веществ в соответствии с  
   требованиями НД.
4. В зависимости от степени агрессивности воздействия окружающей среды защиту от коррозии  
   наружной поверхности надземных трубопроводов следует осуществлять с использованием металличес-  
   ких и неметаллических защитных покрытий в соответствии с требованиями [18] и НД.
5. Для защиты трубопроводов от подземной коррозии в проекте предусматриваются решения по  
   обеспечению их надежной эксплуатации.
6. Решение о необходимости электрохимической защиты принимается в соответствии с требова-  
   ниями НД на основании коррозионных исследований, еыпотяемых с целью выявления на участках про-  
   кладки трубопроводов опасности почвенной коррозии или коррозии блуждающими токами.
7. Систему электрохимической защиты (катодной, протекторной, дренажной) необходимо проек-  
   тировать в соответствии с требованиями НД.
8. При бесханальной прокладке подземных трубопроводов средства защиты от почвенной корро-  
   зии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, следует проектировать для трубопроводов без тепло-  
   вой изоляции.
9. Трубопроводы, транспортирующие вещества с температурой ниже плюс 20 \*С и подлежащие  
   тепловой изоляции, следует защищать от коррозии кактрубопроеоды без тепловой изоляции.
10. При электрохимической защите трубопроводов следует предусматривать изолирующие флан-  
    цевые соединения (ИФС). Размещают ИФС согласно НД.
11. Для измерения электропотенциалов допускается использовать отключающие устройства, мои-  
    денсатосборники и другое оборудование и сооружения.
12. При проектировании мероприятий по антикоррозионной защите технологических трубопрово-  
    дов конструктивные решения должны обеспечивать доступность осмотра и восстановление антикоррозион-  
    ных покрытий.

10.9.12Опозмавательмую окраску трубопроводов следует выполнять в соответствии со стандарта-  
ми и НД.

1. Требования к монтажу трубопроводов
   1. Общие требования к монтажу трубопроводов
      1. Монтаж трубопроводов следует проводить в соответствии с требованиями настоящего стан-  
         дарта. планом производства работ (ППР) и проектом.

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

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

1. При монтаже трубопроводов следует осуществлять входной контроль качества материалов,  
   деталей трубопроводов и арматуры на соответствие их сертификатам, стандартам. ТУ и другой технической  
   документации, а также операционный контроль качества выполненных работ. Результаты входного контро-  
   ля оформляют актом с приложением всех документов, подтверждающих качество изделий.
2. Отклонение линейных размеров сборочных единиц трубопроводов не должно превышать  
   ±3 мм на 1 м. ноне более ± 10 мм на всю длшу, если в проектной документации нет других указаний.
3. 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.
4. Условия хранения изделий и материалов для монтажа трубопроводов должны соответствовать  
   требованиям технической документации.
5. Если трубу в процессе монтажа разрезают на несколько частей, то на все вновь образовавши-  
   еся части наносят клеймение, соответствующее клеймению первоначальной трубы.
   1. Монтаж трубопроводов
      1. При приемке е монтаж сборочных единиц, труб, элементов и других изделий, входящих в  
         трубопровод, необходимо визуальным осмотром (без разборки) проверить соответствие их требованиям  
         рабочей документации и комплектности.

11.22. Не допускается монтаж сборочных единиц, труб, деталей, других изделий, загрязненных, по\*  
врожденных коррозией, деформированных, с поврежденными защитными покрытиями.

1. Специальные виды очистки внутренних поверхностей трубопроводов (обезжиривание, травле-  
   ние). если нет других указаний в рабочей документации, могут выполняться после монтажа в период пуско-  
   наладочных работ.
2. Трубопроводы допускается присоединять только к закрепленному в проектном положении  
   оборудованию. Соединять трубопроводы с оборудованием следует без перекоса и дополнительного натя-  
   жения. Неподвижные опоры прикрепляют к опорным конструкциям после соединения трубопроводов  
   с оборудованием.
3. При сборке трубопроводов под сварку не допускается нагрузка на сварной стык до его полного  
   остывания после сварки и термообработки (если она необходима).
4. Расстояние от поперечного сварного соединения до края опоры или подвески должно обеспе-  
   чить при необходимости возможность его термообработки и контроля.
5. 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 одно-  
го штуцера внутренним диаметром не более 25 мм.

1. 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 е соответствии с требованиями рабочей документации.
   1. Отклонение от перпендикулярности
      1. **Отклонение от перпендикулярности уплотнительной поверхности фланца к оси трубы или дета**ли не должно превышать величин, приведенных в таблице 11.1.

**Таблица 11.1 — Отклонение от перпендикулярности к оси уплотнитегъной поверхности фланца**

**В миптметрах**

|  |  |
| --- | --- |
| Диаметр труб\* (детали) | Отклонение |
| От 25 до 60 | 0.15 |
| От 60 до 160 | 0.25 |
| От 160 до 400 | 0.35 |
| От 400 до 750 | 0.5 |
| Се. 750 | 0.6 |

* + 1. Несоосность уплотнительных поверхностей сопрягаемых фланцев не должна превышать  
       удвоенного отклонения, указанного в таблице 11.1; при этом зазор должен быть одинаковым по всей окруж-  
       ности и соответствовать толщине прокладки.
    2. При сборке фланцевых соединений следует выполнять требования 6.2.12.

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

* + 1. Монтаж трубопровода разрешается только после установки и закрепления опорных конструк-  
       ций и подвесок в соответствии с требованиями проекта. Сборочные единицы и узлы трубопроводов долэюы  
       быть уложены не менее чем на две опоры (или закреплены на двух подвесках) с защитой их от опрокиды-  
       вания или разворота.
    2. Расстояние от фланца арматуры или фланца компенсатора до опоры, псдвески. стены, перего-  
       родки или перекрытия должно быть достаточное для обслуживания фланцевого соединения.
    3. В местах расположения измерительных диафрагм вместо них при монтаже допусхается вре-  
       менно устанавливать монтажные кольца в соответствии с МД.
    4. Арматура, имеющая механический или электрический привод, до передачи ее в монтаж дол-  
       жна проходить проверку работоспособности привода.
    5. Положение корпуса арматуры в пространстве относительно направления потока среды и распо-  
       ложение осей штурвалов определяются проектом.
    6. Трубопроводную арматуру следует монтировать в закрытом состоянии. Разъемные и сварные  
       соединения арматуры должны быть выпотены без натяжения трубопровода. Во время сварки приварной  
       арматуры ее затвор необходимо полностью открыть, чтобы предотвратить закгыниеание его при нагревании  
       корпуса. Если сварка производится без подкладных колец, арматуру по окончании сварки можно закрыть  
       только после очистки ев внутренних полостей.
    7. Холодный натяг трубопроводов можно проводить после выполнения всех сварных соедине-  
       ний (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 дгыне участка, на котором необходимо  
       произвести холодный натяг.
    8. Осевые компенсаторы следует устанавливать соосно с трубопроводами.

Допусхавмыв отклонения от проектного положения присоединительных патрубков компенсаторов при

их установке и сварке должны соответствовать документации на компенсаторы.

* + 1. При установке компенсаторов направление стрелки на корпусе должно совпадать с направле-  
       нием движения вещества в трубопроводе.
    2. При монтаже компенсаторов должны исключаться скручивающие нагрузки относительно про-  
       дольной оси и провисание их под действием собственной массы и массы примыкающих трубопроводов, а  
       также должна обеспечиваться защита гибкого элемента от механических повреждений и от попадания исхр  
       при сварке.
    3. Монтажную длину сильфонных, линзовых и сальниковых компенсаторов принимают с учетом  
       поправокиа температуру наружного воздуха при монтаже.
    4. **Компенсаторы следует растягивать до монтажной длины с помощью приспособлений, пре-  
       дусмотренных конструкцией компенсатора, или натяжными монтажными устройствами. Растяжку (сжатие)  
       компенсаторов оформляют актом.**
    5. При монтаже сальниковых компенсаторов обеспечивают свободное перемещение подвиж-  
       ных частей и сохранность набивки.
    6. Сварное соединение, перед сваркой которого следует проводить растяжку компенсатора,  
       должно быть указано в рабочей документации. Во избежание снижения компенсационной способности  
       компенсатора и его перекоса следует использовать соединение, расположенное на расстоянии не менее  
       20 DNor оси симметрии компенсатора.
    7. Линзовые, сильфонные и сальниковые компенсаторы следует устанавливать в сборочных  
       единицах и блоках коммуникаций при их укрупненном сборке, применяя при этом дополнительные жестко-  
       сти для предохранения компенсаторов от деформац»« и от повреждения во время транспортировки, подъе-  
       ма и установки. По окончамм монтажа временно установленные жесткости удаляют.
    8. Отклонение трубопроводов от вертикагы (если нет указаний в проекте) не должно превышать  
       2 мм на 1 м длины трубопровода.
    9. При монтаже вертикальных участков трубопроводов в рабочей документации должны быть  
       предусмотрены меры, исключающие возможность сжатия компенсаторов под действием массы верти-  
       кального участка трубопровода.
    10. Окончательное закрепление трубопроводов в каждом температурном блоке при укладке на  
        эстакадах, в каналах или в лотках должно проводиться, начиная от неподвижных опор.
    11. Трубопроводы, пересекающие железнодорожные пути, автодороги, проезды и другие инже-  
        нерные сооружения, следует монтировать после согласования прокладки в установленном порядке.

11.3-23 Антикоррозионную защиту и тепловую изоляцию трубопроводов до установки их в проектное  
положение допускается выполнять с условием обеспечения сохранности защитного покрытия при произ-  
водстве последующих монтажных работ.

* 1. Особенности монтажа трубопроводов с номинальным давлением

свыше 10 МПа (100 кгс/см2)

* + 1. Сборочные единицы и детали трубопроводов должны соответствовать ГОСТ 22790 и другой  
       НД. При приемке в монтаж трубопроводов и других изделий следует проверять:
* резьбовые присоединительные концы труб, деталей и арматуры — прокручиванием деталей, напри-  
  мер флащоо;
* 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 противоава-  
рийиой защиты технологических процессов, перед установкой должны проходить испытания на прочность  
и плотность основных деталей и сварных швов, герметичность относительно внешней среды, гермепм»  
ность 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 или в нормативно-технической документации.

Не допускается устранять зазоры, непараллельности или иесоосиости между сборочными единица-  
ми или деталями путем натяжения трубопроводов.

* + 1. Крепежные детали должны быть одной партии и должны быть затянуты с помощью устройств,  
       обеспечивающих контроль усилия натяжения. Порядок сборки соединений и контроля усилий затяжки дол-  
       жен быть принят из нормативной документации.
    2. В собранном фланцевом соединении шпильки должны выступать из гаек не менее чем на один  
       шаг резьбы.

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

* + 1. Расстояние между фланцевыми, резьбовыми соединениями и отверстиями в стенах, перего-  
       родках, перекрытиях и других строительных конструкциях следует принимать с учетом возможности сбор-  
       ки и разборки соединения с применением механизированного инструмента, при этом для трубопроводов с  
       номинальным диаметром DNi65 указанное расстояние принимают не менее 300 мм и не менее 600 мм —  
       для трубопровода большего диаметра.
  1. Документация и маркировка трубопроводов или сборочных единиц, поставляемых

заводами-изготовителями

* + 1. Каждый трубопровод или сборочная единица поставляется заказчику со следующей доку-  
       ментацией.
* сборочный чертеж трубопровода или сборочной единицы в двух экземплярах:
* паспорт на сборочные единицы стальных трубопроводов комплектных трубопроводных линий  
  (1 экэ.):

- паспорта на арматуру и детали трубопровода, крепежные детали и уплотнения (1 экз):

* сведения о подтверждении соответствия (при необходимости) (1 экз.);
* ведомость на упаковку (комплектовочная ведомость) е одном экземпляре:
* упаковочный лист в трех экземплярах из которых один экземпляр отправляется почтой, один экзем-  
  пляр помещают в упаковочном ящике, один экземпляр — на упаковочном ящике.

11.52 Сборов ые единицы из нержавеющих сталей и стали 20ЮЧ маркируются яркой несмываемой  
краской.

1. Сборочные единицы из сталей, кроме нержавеющей и стали 20ЮЧ. маркируют клеймением.
2. Маркировку следует наносить на расстоянии не менее 200 мм от одного из присоеджительных  
   концов тр^ы. с указанием е числителе шифра технологической установки, в знаменателе — шифра линии  
   трубопровода. Маркировать надлежит шрифтом в соответствии с НД.
3. Схема маркировки сборочных единиц должна быть единой для всех трубопроводов в техноло-  
   гической схеме или проекте.

Места маркировки обводят яркой несмываемой краской и покрывают бесцветным лаком.

1. Детали и арматура, не вошедшие в сборочные единицы, маркируют несмываемой краской  
   номером трубопроводной линии по монтажной спецификации.
2. Каждое упаковочное место труб, поставляемых метражом и входящих в поставочный блок,  
   маркируют с указанием номера технологической установки, номера поставочного блока, номера трубопро-  
   водной линии и буквы «Т». Бирки с маркировкой, нанесенной ударным способом, крепят с обоих концов  
   упаковки.
3. На каждом грузовом месте маркировку наносят на ярлыках или непосредственно на торцевых  
   и боковых стенках ящиков яркой несмываемой краской с указанием номера грузового места, числа грузо-  
   вых 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»).
4. С каждой трубопроводной линией потребителю направляется следующая техническая доку-  
   ментация:

* паспорт трубопровода;
* сведения о трубах и деталях трубопровода:

- сведения о сварных соединениях:

* перечень арматуры, входящей в сборочные единицы стальных комплектных технологических  
  лм4ий:
* акт гидравлического испытания сборочных единиц;
* акт ревизии и испытания арматуры:
* спецификация:
* заключение.

Формы документации приведены в приложениях М и Н.

1. Требования к сварке и термической обработке
   1. Сварка
      1. При изготовлении, монтаже и ремонте трубопроводов и их элементов допускается применение  
         всех промышленных методов сварки, обеспечивающих необходимую эксплуатационную надежность свар-  
         шх соединений.

12.12 Газовая (ацетиленокислородная) сварка допускается для труб из углеродистых и низколегиро-  
ванных непддкаливающихся 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/см2}.

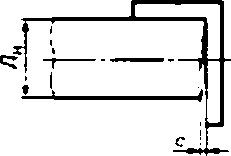
1. Газовая сварка стыков из низколегированных закаливающихся сталей (15ХМ, 12Х1МФ и др.)  
   допускается при монтаже и ремонте труб с номинальным диаметром ОЫй 40 и толщиной стенки не более  
   S мм при давлении до 10 МПа (100 кгс/см2).
2. Сварка трубопроводов и их элементов должна проводиться в соответствии с требованиями ТУ  
   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.
3. К производству сварочных работ, включая прихватку и приварку временных креплений, допус-  
   каются сварщики, аттестованные в соответствии с действующими Правилами аттестации сварщиков и  
   специалистов сварочного производства и имеющие соответствующее удостоверение сварщика установ-  
   ленного образца. При этом сварщики могут быть допущены к тем видам сварочных работ, которые указаны  
   в их удостоверениях.
4. Руководство работами по сборке, сварке, термической обработке и контролю качества свар-  
   ных соедимений должны осуществлять инженерно-технические работники, имеющие специальную техни-  
   ческую подготовку, изучившие настоящий стандарт. РД. технологические процессы и другую НД и про-  
   шедшие аттестащяо.
5. Для сварки трубопроводов и их элементов должны применяться следующие сварочные мате-  
   риалы:

* электроды покрытые металлические по ГОСТ 9466. ГОСТ 9467. ГОСТ 10052 или ТУ на изготовле-  
  ние и поставку комсретной марки электродов:
* электроды вольфрамовые сварочные по ГОСТ 23949:
* проволока стальная сварочная по ГОСТ 2246 или ТУ на конкретную марку проволоки;
* аргон газообразный по ГОСТ 10157 (высшего и первого сортов);
* диоксид углерода (углекислый газ) по ГОСТ 8050 (марка сварочная):
* флюс сварочный плавленый по ГОСТ 9087 или ТУ на поставку конкретной марки.
* кислород газообразный техжческий по ГОСТ 5583:
* ацетилен растворенный и газообразный технический по ГОСТ 5457.

1. Сварочше материалы должны быть аттестованы, иметь сертификаты и удовлетворять требова-  
   ниям стандартов или ТУ.
2. При отсутствии сертификатов сварочные материалы допускается использовать только после  
   проверки химичеосого состава и механических свойств наплавленного металла на соответствие требовани-  
   ям стандартов или ТУ.
3. При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду испытаний или хими-  
   ческому анализу разрешаются повторные испытания. Их проводят на удвоенном числе образцов по тем  
   видам испытаний, которые дали неудовлетворительные результаты. Если при повторных испытаниях полу-  
   чены неудовлетворительные результаты даже по одному из видов, всю партию сварочных материалов  
   бракуют.
4. Для аустенитных сварочных материалов, предназначенных для сварки соединений, работаю-  
   щих при температуре 450 \*С и выше, необходимо проводить контрол» количества ферритной фазы в соот-  
   ветствии с требованиями ГОСТ 9466. ГОСТ 2246. Содержание ферритной фазы в наплавленном металле  
   должно быть не более 6 %.
5. Сварочные материалы, предназначенные для сварки соединений из перлитных хромомолиб-  
   деновых сталей, работающих в водородсодержащих средах при температуре выше 200 \*С. должны обес-  
   печивать содержание хрома и молибдена е наплавленном металле не менее минимального содержания  
   хрома и молибдена в свариваемой стали, установленного требованиями стандартов. ТУ или проекта.
6. При наличии требований по стойкости сварных соединений против межкристаллитной корро-  
   зии аустенитные сварочные материалы необходимо испытывать в соответствии с ГОСТ 6032.
7. Тилы, конструктивные элементы подготовленных кромок и сварных швое должны соответ-  
   ствовать ГОСТ 16037. ГОСТ 22790 или других НД.
8. 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.
9. Газовую, воздушно-дуговую и плазменную резку труб из закаливающихся теплоустойчивых  
   сталей необходимо проводить с предварительным подогревом от 200 \*С до 250 \*С и медленным охлажде-  
   нием под слоем теплоизоляции.
10. После огневой резки труб из закаливающихся теплоустойчивых сталей подготовленные под  
    сварку кромки должны быть проконтролированы капиллярной или магнитопорошковой дефектоскопией или  
    травлением. Обнаруженные трещины удаляют путем дальнейшей механической зачистки всей поверхнос-  
    ти кромки.
11. Отклонение сот перпендикулярности подготовленных под сварку торцов коси трубы (рисунок  
    12.1), измеренное наложением угольника на базовую поверхность длиной не менее 100 мм. не должно  
    превышать следующих величин:

0.5 мм — для DN & 65:

1. мм — для DN свыше 65 до 125 включительно;
2. мм — для DN свыше 125 до 500 включительно;
3. мм — для DN > 500.



**Рисунок 12.1**

1. Сборка стыков труб под сварку должна проводиться с ислольэоважем центровочных приело\*  
   соблений. обеспечивающих требуемую соосность стыкуемых труб и равномерный зазор по всей окружно-  
   сти стыка с помощью прихваток или времежых технологических креплений, привариваемых на расстоя-  
   нии 50—70 мм от торца труб.

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

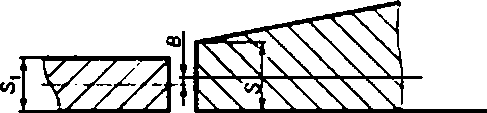
1. При сборке стыков из аустенитных сталей с толщиной стенки трубы менее 6 мм. к сварным  
   соединениям которых предъявляются требования стойкости к межкристаллитной коррозии, приварка техно-  
   логических креплений не разрешается.
2. При сборке труб и других элементов с продольными швами последние должны быть взаимно  
   смещены. Смещение должно быть не менее трехкратной толщины стенки свариваемых труб (элементов),  
   но не менее 100 мм. При сборке труб и других элементов с номинальным диаметром 100 мм и менее  
   продольные швы должны быть взаимно смещены на величину, равную одной четверти окружности трубы  
   (элемента).
3. При сборке стыка необходимо предусмотреть возможность свободной усадки металла шва  
   в процессе сварки. Не допускается выполнять сборку стыка с натягом.
4. 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 ббльшей толщиной стенки к элементу с меньшей толщиной обеспечивается посредством на-  
   клонного расположения поверхности сварного шва. Если смешение кромок превышает допустимое значе-  
   ние. то для обеспечения плавного перехода необходимо проточить конец трубы с большим наружным  
   диаметром под углом не более 15е.
5. В собранных под сварку стыковых соединениях из труб и деталей одинаковой номинальной  
   толщины, не подлежащих механической обработке после сварки в зоне шва. допускаемое смещение кро-  
   мок (несовпадение поверхностей соединяемых деталей) должно быть не более соответствующих величии,  
   указанных в таблице 12.1.

**Таблица 12.1 — Нормы допускаемых смещений хромок при оборке поперечных стыковых ооедмюний**

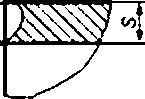
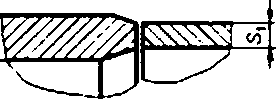
В миллиметрах

|  |  |
| --- | --- |
| Ноеыкальхве толщина соединяемых деталей S | У>ясим»яы1а1 допуевммов смешение • стыковых coofl\*»etMix |
| До 6 | 0.1S+0.3 |
| От 7 до 10 | 0.155 |
| Св.10 до 20 | 0.05S+ 1.0 |
| Св.20 | 0.1S. но не более 3 |

1. Смешение кромок в листов (рисунок 122). измеряемое по нейтральной оси. в стыковых про-  
   дольных соединениях, определяющих прочность обечайки, не должно превышать В - 0.1 S. но не  
   более Змм.



**Рисунок 122 - Смещение кромок листов е стыковых продольных соединениях**

1

V>

в) Скос с внутренней и с внеиыей сторон

12.1.26 При смещении кромок, превышающем допустимое значение согласно 12.1.24.12.1.25. на  
трубе или детали сборочной единицы большей толщины должен быть обеспечен плавный переход под  
углом 15\* к элементу меньшей толщины (рисунок 12.3).

а) Скос с внешвй стороны

6) Скос с внутренней стороны

и\*

и

Т

г) Соединение без скоса кромок

Рисунок 12.3 — Примеры конкретшх форм перехода от большей топциш к меньшей

Коысретные формы указанного перехода должны устанавливаться конструкторской (проектной) доку\*  
ментацией. исходя из требований расчета на прочность и из необходимости обеспечения контроля сварных  
соединений всеми предусмотренными методами.

12.121 Отклонение от прямолинейности собранного естык участка трубопровода, измеремюе линей\*  
кой длиной 400 мм в трех равномерно расположенных по периметру местах на расстоянии 200 мм от стыка,  
не должно превышать:

1. мм — для трубопроводов PN >100 и трубопроводов I категории:
2. мм — для трубопроводов II—V категорий.
3. К качеству прихваток предъявляют такие же требования, как и к основному сварному шву.  
   Прихватки, имеющие недопустимые дефекты, обнаруженные внешним осмотром, должны быть удалены  
   механическим способом.
4. Сборка стыков труб и других элементов, работающих под давлением до 10 МПа (100 кгс/сы2),  
   для всех категорий трубопроводов, кроме категории I. может осуществляться на остающихся подкладных  
   кольцах или съемных медных кольцах, если это предусмотрено е проектной документации.
   1. Термическая обработка
      1. Необходимость выполнения термической обработки сварных соединений и ее режимы (ско-  
         рость нагрева, температура при выдержке, продолжительность выдержки, скорость охлаждения, охлажда-  
         ющая среда и др.) должны быть указаны в ТУ. проектной или другой рабочей документации.
      2. К проведению работ по термической обработке сварных соединений допускаются термисты-  
         операторы. прошедшие специальную подготовку, выдержавшие соответствующие испытания и имеющие  
         удостоверение на право производства этих работ.
      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 шту-  
  цера более 36 и 25 мм соответственно;
* стыковые соединения элементов из низколегированных марганцовистых и кремне марганцовистых  
  сталей с толщиной стенки более 30 мм:
* сварные соединения штуцеров с трубами из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцо-  
  вистых сталей при толщине стенки трубы и штуцера более 30 и 25 мм соответственно:
* стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из хромокремиемарганцовистых.  
  хромомолибденовых, хромомолибдено ванадиевых, хромоеанадиевогъфрамоеых и хромомолибде но вана-  
  диевольфрамовых сталей независимо от толщины стенки. Для сварных соединений из стали марок 12ХМ.  
  12МХи 15ХК1 толщиной не более 12 мм. выполненных с применением электродов типа Э-09Х1М. термооб-  
  работка не является обязательной при условии обеспечения твердости металла шва и зоны термического  
  влияния не выше 240 НВ:
* стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых и низколегиро-  
  ванных сталей, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание  
  (по требованию проекта);
* стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из аустенитных сталей, стабилизи-  
  рованных титаном или ниобием, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное рас\*  
  трескиеание. 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 низколегирован-  
  ных сталей независимо от толщины стенки.
  + 1. Для термической обработки сварных соединений может применяться как общий печной на-  
       грев. так и местный по когьцу 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 границы сплавления, но не менее 50 мм.
    2. Участки трубопровода, расположенные возле нагреваемого при термообработке кольца, долж-  
       ны быть покрыты теплоизоляцией для обеспечения плавного изменения температуры по длине.
    3. Для трубопроводов из хромоникелевых аустенитных сталей независимо от величины рабочего  
       давления применение газопламенного нагрева не допускается.
    4. При проведении термической обработки должны соблюдаться условия, обеспечивающие воз-  
       можность свободного теплового расширения и отсутствие пластических деформаций.
    5. Термообработка сварных соединений должна проводиться без перерывов. При вынужденных  
       перерывах в процессе термообработки (отключение электроэнергии, выход из строя нагревателя) необхо-  
       димо обеспечить медленное охлаждение сварного соединения до 300 \*С. При повторном нагреве время  
       пребывания сварного соединения при температуре выдержки суммируют с временем выдержки первона-  
       чального нагрева.
    6. Режимы нагрева, выдержки и охлаждения при термической обработке труб и других элементов  
       должны регистрироваться самопишущими приборами.
    7. Термообработку одного и того же сварного соединения допускается проводить не болев трех  
       раз. Количество термообработок в режиме отпуска не ограничивается.
    8. После холодной гибки гнутые участки труб из углеродистых и низколегированных сталей под-  
       лежат термической обработке, если отношение среднею радиуса гиба к номинальному наружному диамет-  
       ру трубы составляет менее 3.5. а отношение номинальной толщины стенки трубы к ее номинальному на-  
       ружному диаметру превышает 0.05: гнутые участки труб из аустенитных сталей подлежат термической  
       обработке независимо от диаметра и толщины стенки трубы.
    9. < Юсле 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.
  1. Контроль качества сварных соединений
     1. Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:
* пооперационный контроль;
* внешний осмотр и измерения:
* ультразвуковой или радиографический контроль;
* капиллярный или магнитолорошкоеый контроль;
* определение содержания ферритной фазы:
* стилосколирование;
* измерение твердости;
* механические испытания;
* контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость к МКК  
  и др.). предусмотренными проектом:
* гидравлические или пневматические испытания.

**Примечания**

1. **Окончательный контрогъ качества сварных соединений, подвергавшихся термообработке, должен про-  
   водиться после термообработки.**
2. **Конструпдея и расположение сварных соединим» должны обеспечивать проведение контроля качества  
   сварных соединений, предусмотреиюго для них в рабочей документации соответствующими метод мы.**
   * 1. Пооперационный контроль предусматривает проверку:

* качества и соответствия труб и сварочных материалов требованиям стандартов и ТУ на изготовление  
  и поставку:
* качества подготовки концов труб и деталей трубопроводов под сварку и качества сборки стыков  
  (утоп скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, распо-  
  ложение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках):
* температуры предварительного подогрева;
* качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачи-  
  стки шлака):
* режимов термообработки сварных соединений.
  + 1. Внешнему осмотру и измерениям подлежат все сварные соединения после их очистки от шла-  
       ка. окалины, брызг металла и загрязнений по обе стороны от шва.
    2. По результатам внешнего осмотра и измерений сварные швы должны удовлетворять следую-  
       щим требованиям:
* форма и размеры шва должны соответствовать ГОСТ 16037 или другой НД;
* поверхность шва должна быть мелкочешуйчатой.

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

**Таблица 12.2 — Оцемса качества сваршх соедоыетй трубопроводов по результатам радиографического  
контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (вхлтений. пор)**

В мипхмметрах

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория трубе- | Толшмиа  стемси | виночопм (поры) | | ГкАппаавв | Суммарная длина |
| провода а группа срадм | шармна  1д\*а»етр) | длина | длина | иа левом участке шаа длиной 100 |
|  | ДоЗ | 0.5 | 1.0 | 2.0 | 3.0 |
|  | Св.З до 5 | 0.6 | 12 | 2.5 | 4.0 |
|  | Св. 5 до 8 | 0.8 | 1.5 | 3.0 | 5.0 |
| 1А.БД | Се. 8 до 11 | 1.0 | 2.0 | 4.0 | 6.0 |
| II А.БВ | Се. 11 до 14 | 12 | 2.5 | 5.0 | 8.0 |
| 111 ь | Св. 14 до 20 | 1.5 | 3.0 | 6.0 | 10.0 |
|  | Се. 20 до 26 | 2.0 | 4.0 | 8.0 | 12.0 |
|  | Се. 26 до 34 | 2.5 | 5.0 | 10.0 | 15.0 |
|  | Се. 34 | 3.0 | 6.0 | 10.0 | 20.0 |
|  | ДоЗ | 0.6 | 2.0 | 3.0 | 6.0 |
|  | Св. 3 до 5 | 0.8 | 2.5 | 4.0 | 8.0 |
|  | Св. 5 до 8 | 1.0 | 3.0 | 5.0 | 10.0 |
|  | Се. 8 до 11 | 1.2 | 3.5 | 6.0 | 12.0 |
| IIIВ | Св. 11 до 14 | 1.5 | 5.0 | 8.0 | 15.0 |
|  | Св. 14 до 20 | 2.0 | 6.0 | 10.0 | 20.0 |
|  | Св. 20 до 26 | 2.5 | 8.0 | 12.0 | 25.0 |
|  | Се. 26 до 34 | 2.5 | 8.0 | 12.0 | ЭО.О |
|  | Св. 34 до 45 | 3.0 | 10.0 | 15.0 | 30.0 |
|  | Св. 45 | 3.5 | 12.0 | 15.0 | 40.0 |

*Окончание таблицы 12.2*

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Категория трубо- проводе я группа среди | Толщина стент | Валюченея (поры) | | Лхпппамм | Суммарная длина на левом участие шва длиной 100 |
| ширмнв  <д\*амегр) | длина | длина |
| IV БВ VB | ДоЗ | 0.8 | 3.0 | 5.0 | 8.0 |
| Се. 3 до 5 | 1.0 | 4.0 | 6.0 | 10.0 |
| Св. 5 до в | 12 | 5.0 | 7.0 | 12.0 |
| Св.8 до 11 | 1.5 | 6.0 | 9.0 | 15.0 |
| Св. 11 до 14 | 2.0 | 8.0 | 12.0 | 20.0 |
| Св. 14 до 20 | 2.5 | 10.0 | 15.0 | 25.0 |
| Св. 20 до 26 | 3.0 | 12.0 | 20.0 | 30.0 |
| Св. 26 до 34 | 3.5 | 12.0 | 20.0 | 35.0 |
| Св. 34 до 45 | 4.0 | 15.0 | 25.0 | 40.0 |
| Се. 45 | 4.5 | 15.0 | 30.0 | 45.0 |

**Примечания**

1. **При расшифровке радиографических снимков « учитывают вклочения (поры) длиной 0.2 мы и менее,  
   если о»ы не образуют скоплений и сетки дефектов.**
2. **Для сварных соед»ыений протяжетостью менее 100 мы нормы, приведенные в таблице, по суммар-  
   ной длмне включений (пор), а также по числу отдельных включений (пор) должш 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 % от толщи-ы степей трубы, но не более  
   0.5 мм. При этом общая протяженность подреза на одном сварном соединенны не должка превышать 30 %  
   от длиш шва.**

**В сварных соединениях трубопроводов на** PN> **100. а также в трубопроводах работающих а средах групп  
А и Б I категории нш при температуре ниже минус 70 \*С, подрезы не допускаются.**

12 3 5 НАрмрушатнишу клмтрлпкт пгурюргятт маихудший по рАзулнтатам анашмагп пгмптра гяар-  
ные швы по всему периметру трубы. Число контролируемых сварных швов определяется ТУ на объект,  
действующими НД. но во всех случаях оно 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 сверенных каждым сваримком (но ►« моноо одного) соединены**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Условия изготовлена\* стыков | Категория трубопровода | | | | | |
| Р>10 МПа или для группы сред А(а). мли для 1 ватегории при температуре ииае минус 70 \*С | ' | а | ш | IV | V |
| При изготовлен вы и монтаже на предприятии нового трубопровода, а также при ремонте | 100 | 20 | 10 | 2 | 1 | Согласно  12.3.2 |
| При сварке разнородных сталей | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 10 |
| При сварке трубопроводов, вхо- дящих в блоки I категории взрыво- опасности | 100 | 100 | 10 | 2 | 1 |  |

Должны выполняться следующие дополнительные условия:

* для трубопроводов, где ползучесть и усталость являются контролируемыми факторами, в проекте  
  необходимо назначить I категорию при определении объема неразрушающего контроля;
* для I категории трубопроводов пара и горячей воды с наружным диаметром 200 мм и более и с  
  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:

* в местах, roe PS ж DNZ 5000 бар мм. необходим 100 %\*ный объем контроля от общего количества  
  сварных стыков и сварных швов ответвлений методом УЗД или РД;
* в местах, где PS ж ON £ 3500 бар мм. необходим 25 %-ный объем контроля от общего количества  
  сварных стыков и сварных швов ответвлений методом УЗД или РД.

Для трубопроводов, работающих при температуре 100 \*С и выше, необходимо подвергнуть не менее  
10 % муфтовых соединений методом УЗД или РД.

1. Контроль сварных соединений методом РД (ГОСТ 7512) или УЗД (ГОСТ 14782) следует прово-  
   дить после устранения дефектов, выявлемаых внешним осмотром «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 методами магнитопорошко-  
   вым {ГОСТ 21105) или капиллярным (ГОСТ 18442).
2. Метод контроля (УЗД. РД или оба метода в сочетании) выбирают, исходя из возможности обес-  
   печения более полного и точного выявления недопустимых дефектов с учетом особенностей физических  
   свойств металла, а также освоенности конкретного метода контроля для конкретных объекта и вида свар-  
   ных соединений.
3. 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.
4. При радиографическом контроле следует обеспечить чувствительность (ГОСТ 7512) для трубо-  
   проводов на PN > 100. категорий I и II на уровне класса 2, для трубопроводов категорий III. IV и V — на  
   уровне класса 3.
5. Оценку качества сварных соединений по результатам радиографического контроля следует  
   проводить по протяженности плоских дефектов (трещины, несллавления. непровары) и объемным (поры,  
   шлаковые включения) дефектам согласно таблице 12.4.

**Таблица 12.4 — Оценка качества сварных соединимй трубопроводов по результатам радиографического  
контроля в зависимости от величюы и протяженности плоских дефектов (непровары по оси шва. несллавле-  
мп и др.)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Категория трубопровода и группа среди | Непроэгры по оси ом меспааеломия. трещины, оогнутост\* я яыгтуялость нетепла  а норме шоа | |
| Глубина. % « номинальной толщине стенки | Допустимая суммарная длина по периметру трубы |
| 1АЬВ | Непровар отсутствует | \_ |
| 11А.БВ  «И Р | Вогнутость корня шва до 10 %. но не более 1.5 мм | До 1/8 периметра |
| III D | Выпуклость корневого шва до 10 %. но не более 3 мы |
| ю | Непровар по оси шва до 10 %. но не более 2 мм | До 1/4 периметра |
| или до 5 %. но не болев 1 мм | До 1/2 периметра |
| IV Б. В VB | Непровар по оси шва до 20 %. но не болев 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  
   исклю1 кх ном трубопроводов 1 и И категорий для группы сред А(а) или работающих при температуре мске минус  
   70 \*С. не регламентируется.**
2. **При необходимости точная глубина непровара определяется методом профильной радиографичес-  
   кой толиамометрт в месте его наибольшей величины по плотности снимка или по ожидаемому местополо-  
   жению**

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 конкретным сварщиком.

1. Оценка качества сварных соединений по результатам ультразвукового контроля следующая.

Сварные соединения трубопроводов на PN > 100. а также трубопроводов I категории и трубопрово-  
дов. содержащих среды группы А(а) или работающих при температуре ниже минус 70 °С. признаются  
годными, если:

а) отсутствуют протяженные дефекты:

б) отсутствуют не протяженные (точечные) дефекты эквивалентной площадью более:

1. мм2 — при толщине стенки трубы до 10 мм включительно:
2. мм2 — при толщине стенки трубы до 20 мм включительно:
3. мм2 — при толщте стенки трубы свыше 20 мм:

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

1. мм2 — при толщине стенки трубы до 10 мм включительно:
2. мм2 — при толщине стенки трубы до 20 мм включительно:
3. мм2 — при толщине стенки трубы свыше 20 мм.

Оценка качества сварных соединений трубопроводов I—IV категорий (за исключением трубопрово-  
дов I категории или работающих при температуре ниже минус 70 \*С) по результатам ультразвукового конт-  
роля должна соответствовать требованиям таблицы 12.5.

**Таблица 12.5 — Нормы допустимых дефектов в сварных швах трубопроводов** PN **s 100. выявленных при  
ультразвуковом контроле**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Номимальная етенк\*. 5. мм | Эквивалентная площадь (размеры) отдельных дефехтое | | | Условная протяжен- ность иепо\*жж течем- мы к дефектов на участке саармого шва длиной 10S |
| Наименьшая фиксируемая площадь пре настройте аппаратуры, дБ | По отверстие с плоским м\*ом. нм; | По зарубке, им х им |
| От 8 до 10 | На 6 дБ часе эхо-сигна- ла от макс, допустимых экви- валентных дефектов | 1.6 | 1,0x2.0 | 1.5 S |
| От 12 до 18 | 2.0 | 2.0Х2.0 |
| От 20 до 24 | 3.0 | 3,0x2.0 |

**Примечание — Точечные дефекты считаются недолустимьм\*. ест амплитуда эхо-сигналов от на  
превышает амплитуду эхо-сигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются макси-  
мально допустимой эквивалентной площадью.**

**Протяженные дефекты придаются недолустиаьАы. ест ампттуда сигналов от wtx превышает  
0.5 амплитуды эхо-сигналов от искусственного отражателя. Условную протяженность цепочки точечных де-  
фектов измеряют в том случае, ест амплитуда эхо-сигнала от них составляет не менее 0.5 амплитуды эхо-  
сигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквива-  
лентной площадью.**

1. Сварные соединения трубопроводов с PNдо 100 по результатам контроля капиллярным (цвет-  
   ным) 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 трехкратные значения норм для  
ширины (диаметра), приведенные в таблице 12.2 для категории ШВ:

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

**Примечание — Округлые ющикаторные следы с максимальным размером до 0.5 мм включительно не  
учитывают независимо от тогкдины контролируемого металла.**

Сварные соединения трубопроводов с PN свыше 100, трубопроводов I категории, трубопроводов,  
содержащих группу сред А(а) или работающих при температуре ниже минус 70 \*С. признаются годными,  
если индикаторные следы дефектов отсутствуют. При этом чувствительность контроля должна соответ-  
ствовать классу 2 по ГОСТ 18442.

1. Сварные соединения по результатам магнитопорошкоеогоили магнитографического контроля  
   считаются годными, вся и отсутствуют протяженные дефекты.
2. Определение содержания ферритной фазы должно проводиться в сварных соединениях тру-  
   бопроводов из аустенитных сталей на PN > 100 в объеме 100 % на сборочных единицах, предназначенных  
   для работы при температуре выше 350 вС. а в остальных случаях—по требованию проекта.
3. Стилосхолироеанию на нагопые основных легирующих элементов подлежат сварные соеди-  
   нения легированных сталей трубопроводов с PN< 100 в следующих случаях:

* выборочно, но не менее двух соединений, выполненных одним сварщиком одной партией свароч-  
  ных 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 со-  
держащих среды группы А(а), либо работающих с давлением PN > 100 подлежат стилосхолироеанию  
в объеме 100%.

1. Результаты стилосхолирования признаются удовлетворительными, если при контроле под-  
   тверждено наличие (отсутствие) и содержание соответствующих химических элементов в наплавленном  
   или в основном металле. При неудовлетворительных результатах стилосхолирования хотя бы одного свар-  
   ного соединения в случае выборочного контроля стилосхолироеанию подлежат все сварные швы. выпол-  
   ненные с использованием той же партии сварочных материалов сварщиком, выполнившим данное свар-  
   ное соединение.

Измерение твердости проводят для сварных соединений трубопроводов, изготовленных из хромо-  
крем не марганцовистых. хромомолибденовых, хромомопибдено ванадиевых, хромованадиееольфрамоеых  
и хромомолибденованадиееольфрамовых сталей.

Твердость необходимо измерять на каждом термообработанном сварном соединении по центру шва.  
в зоне термического влияния, по основному металлу. Результаты измерения твердости должны соответ-  
ствовать требованиям НД. Значения твердости не должны превышать указанных в таблице 12.6. При твер-  
дости. превышающей допустимую, сварные соединения должны подвергаться стилосхолироеанию и при  
положительных его результатах—повторной термообработке. На сварных соединениях наружным диамет-  
ром менее 50 мм твердость ив замеряют.

**Таблица 12.6 — Оценка качества сварных соединений по твердости**

|  |  |
| --- | --- |
| Мери стали | термического влияния. ИВ. не более |
| 14ХГС | 230 |
| 15ХМ. 12Х1МФ. 15Х1М1Ф. 15Х2М1.15Х5М. 15Х5МУ. 15Х5ВФ | 240 |
| 30XMA.20X2MA.22X3M. 18ХЗМВ | 270 |
| 20ХЗМВФ | 300 |

При этом твердость должна быть замерена на контрольных сварных соединениях и занесена в пас-  
порт трубопровода.

1. При выявлении методами нераэрушающего контроля дефектных сварных соединений контро-  
   лю подвергают удвоенное от первоначального объема число сварных соединений на данном участке тру-  
   бопровода. 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 конкрет-  
ным сварщиком.

1. Дефекты, обнаружение в процессе контроля, должны быть устранены, с последующим кон-  
   тролем исправленных участков.

Исправлению подлежат все дефектные участки сварного соединения, выявленные при внешнем ос-  
мотре и измерениях, а также контроле неразрушающими физическими методами.

Исправлению местной выборкой и последующей подваркой (без повторной сварки всего соединения)  
подлежат участки сварного шва. ес/ы размеры выборки после удаления дефектного участка шва не превы-  
шают значений, указанных в таблице 12.7.

Таблица 12.7 — Допустимые размеры выборки после удалены дефектов в сварных швах трубопроводов

|  |  |
| --- | --- |
| Глубиты выборки. % от номинальной толщины стенки труб или расчетного сечения шва | Суммарная протяженность выборки % от номинального наружного периметра сварного соединена |
| Для трубопроводов PN > 10 МПа. трубопроводов 1 категории или работающих при температуре ниже минус 70 \*С | |
| 15 и ыопоо | Не нормируется |
| Более 15 до 30 включительно | До 35 |
| Более 30 до 50 жлючитетъно | До 20 |
| Более 50 | До 15 |
| Для трубопроводов I—IV категории | |
| 25 и мо юс | Не нормируется |
| Более 25 до 50 жлючите/ъно | До 50 |
| Более 50 | До 25 |
| Для трубопровода V категорю\* | |
| 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 «выбор-  
ку» размером более допустимого по таблице 12.7. должно быть полностью удалено, а на ею место вварена  
«катушка».

1. Механические свойства стыковых сварных соединений трубопроводов должны подтверж-  
   даться результатами механических испытаний контрольных сварных соединений в соответствии с требова-  
   ниями ГОСТ 6996.
2. Контрольные сварные соединения должны свариваться на партию однотипных производствен-  
   ных стыков. В партию входят сваренные в срок не более трех месяцев не более 100 однотипных стыковых  
   соединений с номинальным диаметром DN <150 или не более 50 стыков с DN £175.

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

Однотипными по номинальному диаметру являются соединения: DN от 6 до 32. DN от 50 до 150.  
OW2175.

1. Число контрольных сварных соединений для проведения мехажческих испытаний и метал-  
   лографических исследований должно соответствовать указанному е таблице 12.8.

**Таблица 12.8 — \*4icno контролы цх сваршх соединений**

|  |  |
| --- | --- |
| Номинальный диаметр трубы DN | Число контрольных соединений |
| От 6 ДО 32 | 4 |
| От 50 до 150 | 2 |
| От 175 и болев | 1 |

При необходимости проведения испытаний на стойкость к МКК должны быть сварены на два соеди-  
нения больше, чем указано для DN6 — 32. и на одно соединение больше для DNZ 50. При диаметре труб  
DN1450 допускается сваривать контрольные сварные соединения из пластин.

1. Из контрольных сварных соединений должны изготавливаться образцы для следующих ви-  
   дов испытаний:

* на статическое растяжение при температуре плюс 20 \*С—два образца:
* на ударный изгиб (KCU или KCV) при температуре плюс 20 вС — 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 и три — по зоне терми-  
  ческого влияния (ЗТВ);
* 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 влияжя (по требованию проекта):
* для испытаний на стойкость к МКК - четыре образца (по требованию проекта).

Испытания на ударный изгиб проводят на образцах с концентратором типа «и» (KCU) или «V» (KCV).

1. Образцы необходимо вырезать в соответствии с ГОСТ 6996 методами, не изменяющими струк-  
   туру и механические свойства металла. Не допускается применение правки заготовок образцов как в хо-  
   лодном. так и в горячем состояниях.
2. Испытание на статическое растяжение стыковых соединений труб DN < 50 может быть заме-  
   нено испытанием на растяжение стыков со снятым усилением.
3. Испытание на статический изгиб сварных соединений трубе номинальным диаметром DN< 50  
   может быть заменено испытанием стыков на сплющивание.
4. Результаты механических испытаний сварных соединений должны удовлетворять требовали  
   ям таблицы 12.9. (9).
5. В разнородных соединениях прочность оценивают по стали с более низкими механическими  
   свойствами, а ударную вязкость и угол изгиба - по менее пластичной стали.
6. При проведении металлографических исследований (по требованию проекта) определяют на-  
   личие в сварном соединении недопустимых дефектов и соответствие формы и размеров сварного шва  
   требованиям НД.
7. Качество сварных соединений по результатам испытаний на стойкость к МКК (по  
   требованию проекта) признается удовлетворительным, если результаты испытаний соответствуют требо-  
   ваниям ГОСТ 6032 по стойкости против указанной коррозии.

g Таблица 12.0 — Минимальные нормы механических свойств сварных соадтыаиий

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Минимельные нормы механических свойств «верных соединений для ствлей | | | | |
| Наименование показателя |  | низколегированных | хромистых, кромомолиб- | еустеиитно- |  |
|  | углеродно тых | марганцовистых и | дановыд и фомоеана- | ферритных | аустенитных |
|  |  | марганцвво кремнистых | диевоеольф ремовых |  |
| Временное сопротивление разрыву при | Не ниже нижнего значения временного сопротивления разрыву основного металла по стандарту иш | | | | |
| температуре ппос 20 \*С |  | ТУ для данной марки стали | |  |  |
| Мютимальмая ударная аязкость. Ди/см7  (0C/CM7) |  |  |  |  |  |
| при температуре \* 20 \*С |  |  |  |  |  |
| на образцах KCV | 35 (55) | 35 (3.5) | 35(3.5) | 30 (3.0) | — |
| на образцах KCU | 50 (50) | 50 (5.0) | 50 (5.0) | 40 (4.0) | — |
| при температуре ниже минус 20 \*С |  |  |  |  |  |
| на образцах KCV | 20(20) | 20 (2.0) | — | 20 (2.0) | — |
| на образцах KCU | 30(50) | 30 (3.0) | — | 30 (3.0) | — |
| Минимальный угол изгиба, градусов, при |  |  |  |  |  |
| толщ те |  |  |  |  |  |
| не более 20 мм | 100 | 80 | 50 | 80 | 100 |
| более 20 мм | 100 | 80 | 40 | 60 | 100 |
| Твердость металла шва свариых соедине- ний, НВ, не более | — | — | 240 | 220 | 200 |

ГОСТ 32569—2013

Применения

1. Показатели механических свойств caapmix соедткмий по •ременному сопротивлению разрыву и углу изгибе определяют ш фвдневрифмети-  
   ческое результатов испытаний отдельных образцов. Общий результат признают не удовлетвори тельным, ест хотя бы одт из образцов показал «наче-  
   те времеммбго сопротивления разрыву более чем на 7 % и угла изгиба более чем на 10 % маке норм, указанных в таблмде.

Допускается на одном образце при температурах минус 40 \*С и нике значение ударной вязкости KCU 2 2$ Дж/см7. KCV 2 1$ Ди/см7

1. Виды испытаний и гарантированные нормы механических свойств по временному сопротивлению разрыву и ударной вязкости стыковых свар мл х  
   соединетй типа «лмст+труба». «труба+лктье». «покоека+кокоекэ». хпоковка+труба» должны соответствовать требованиям, предъявляемым я матери-  
   алам с более михиыи показателями механических свойств. Для таких сварных соединений угол изгиба долиен быть не менее

•70\* для углеродистых сталей аустенишотокласса.

• 50\* для ииз<олетироеан>»1х марганцовистых и маргэмдевокреммистых сталей, высоколвтроеатых сталей аустенитно-ферритного класса:

- 30\* для низко- и средне петрова ни ых (хромистых и хромо молибденовых) сталей и высоколвтироватых сталей ферритного класса

1. Контроль механических свойств, а таске металлографическое исследование или испытают# на стойкость к МКК образцов этих соедютеиий  
   предусматриваются разработчиком технической документации Твердость металла шва сварных соединений из стали марки 12ХМ. выполненных ручной  
   электродугоеой сваркой ванадийеодержащими электродами, долина быть не болеа 260 НВ при условмт, что относительное удлинение металла шва  
   будет ив менее 18 % Твердость металле шва сварных совой нений из стали марки 15Х5МУ долина быть ив болев 270 НВ
2. Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов
   1. Общие требования
      1. Все трубопроводы, на которые распространяется настоящий стандарт, после окончания мон-  
         тажных 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 исгытаний должны быть разгружены) и оформления доку-  
         ментов. подтверждающих качество выполненных работ, подвергают наружному осмотру, испытанию на  
         прочность и плотность, и при необходимости—дополнительным испытаниям на герметичность с определе-  
         нием падения давления.
      2. Вид испытания (на прочность и плотность, дополнительное испытание на гермети\*юсть), спо-  
         соб испытания (гидравлический, пневматический) и величину испытательного давления указывают в проек-  
         те для каждого трубопровода. В случае отсутствия указаний о способе испытания и величине испытатель-  
         ного давления способ испытания согласовывают с заказчиком, а величину давления испытания принима-  
         ют в соответствии с настоящим стандартом.
      3. Испытания на прочность и плотность проводят одновременно.
      4. Наружный осмотр трубопровода имеет целью проверку готовности его к проведению испыта-  
         ний. При наружном осмотре проверяют: соответствие смонтированного трубопровода проектной докумен-  
         тации: правильность установки запорных устройств, легкость их закрывания и открывания: установку всех  
         проектных креплений и снятие всех временных креплений: окончание всех сварочных работ, включая врез-  
         ки воздушников и дренажей: завершение работ по термообработке (при необходимости).
      5. Испытанию, как сдавило, подвергают весь трубопровод полностью. Допускается проводить  
         испытание трубопровода отдельными участками, при этом разбивку на участки проводит монтажная орга-  
         низация по согласованию с заказчиком.
      6. При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод (участок) должен быть  
         отсоединен от аппаратов и других трубопроводов заглушками. Использование запорной арматуры для  
         отхлюче»ыя испытываемого трубопровода (участка) не допускается. При невозможности отсоединения тру-  
         бопровода от аппарата следует учитывать требования 4.6.
      7. Перед проведением испытаний вся запорная арматура, установленная на трубопроводе, дол-  
         жна быть полностью открыта, сальники уплотнены: на месте регулирующих клапанов и измерительных  
         устройств должны быть установлены монтажные катушки: все врезки, штуцера, бобышки для контрольно-  
         измерительных приборов должны быть заглушены.
      8. Места расположения заглушек на время проведения испытания должны быть отмечены пре-  
         дупредительными знаками: пребывание людей поблизости не допускается.
      9. Для контроля давления следует применять манометры либо дистанционные средства измере-  
         ний. 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 е 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.
      10. Один манометр (дистанционный прибор) устанавливают у опрессовочного агрегата после за-  
          порной арматуры, другой — на воздушнике е точке трубопровода, наиболее удаленной от опрессовочного  
          агрегата.
      11. Разрешается проводить испытания с нанесенной тепловой или антикоррозионной изоляцией  
          трубопроводов из бесшовных труб или заранее изготовленных и испытанных блоков (независимо от приме-  
          няемых труб) при условии, что сварные монтажные стыки и фланцевые соединения будут иметь доступ для  
          осмотра.
      12. Испытание на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением PNZ 100  
          может быть гидравлическим или пневматическим. Как правило, испытание проводят гидравлическим  
          способом.

Замена гидравлического испытания на пневматическое допускается в следующих случаях (рекомен-  
дуется 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 \*С и опасности промерзания отдельных участков  
трубопровода:

8) если применение жидкости (воды) недопустимо, на этот вид испытаний разрабатывается инструк-  
ция по 13.1.20.

Испытание на прочность и плотность пневматически с обязательным контролем методом акустичес-  
кой эмиссии проводится:

а) для трубопроводов, расположенных в действующих цехах;

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

в) при испытательном давлении менее 0.4 МПа (4 кгс/см2). если на трубопроводах установлена арма-  
тура из серого чугуна.

* + 1. Испытание на прочность и плотность трубопроводов на номинальное давление PN свыше 100  
       должно проводиться гидравлическим способом. В технически обоснованных случаях для трубопроводов  
       на номинальное давление РМдо 500 допускается (по согласованию с надзорными органами) замена гид-  
       равлического испытания на пневматическое при условии контроля этого испытания методом акустической  
       эмиссии (АЭ).
    2. При совместном испытании обвязочных трубопроводов с аппаратами величину давления при  
       испытании трубопроводов на прочность и плотность (до ближайшей отключающей задвижки) следует при-  
       нимать как для аппарата.

Трубопроводы, которые подвергают испытанию на прочность и плотность совместно с другим обору-  
дованием. должны быть испытаны с учетом давления испытания этого оборудования.

* + 1. Короткие (до 20 м) отводящие трубопроводы от предохранительных клапанов, а также свечи  
       от аппаратов и системы, связанные непосредственно с атмосферой (кроме газопроводов на факел), испы-  
       танию. как правило, не подлежат.
    2. Дополнительные испытания трубопроводов на герметичность проводят пневматическим спо-  
       собом (см. 13.5).
    3. Подчеканка сварных швов запрещается. Устранение дефектов во время нахождения трубо-  
       провода под давлением не разрешается.
    4. При проведении испытаний обнаруженные дефекты должны быть устранены, а испытания  
       повторены.
    5. О проведении испытаний трубопроводов должны составляться соответствующие акты.
    6. Пневматические испытания согласно 13.1.12.13.1.13 следует проводить по инструкции, со-  
       держащей мероприятия, исключающие возможность разрушения трубопроводов в случае появления кри-  
       тического АЭ-сигнала. Эта инструкция по проведению испытаний должна быть утверждена руководителем  
       предприятия (техническим директором) и предусматривать необходимые меры безопасности.

**13.2 Гидравлическое испытание на прочность и плотность**

13-2.1 Гидравлическое испытание трубопроводов должно проводиться преимущественно в теплое  
время года при положительной температуре окружающего воздуха. Для гидравлических испытаний сдав-  
лением до 100 МПа должна применяться, как правило, вода с температурой не ниже плюс 5 \*С и не еьаше  
плюс 40 \*С или специалыые смеси. Для трубопроводов выше 100 МПа (производство полиэтилена) приме-  
няется вазелиновое масло, имеющее нейтральные свойства по отношению к углеродистой стали. По со-  
гласованию с автором проекта вместо воды может быть использована другая жидкость (некоррозийная,  
неядовитая, невзрыеоопасная. маловязкая). Разность температур стеши трубопровода и окружающего  
воздуха во время испытаний не должна вызывать выпадения влаги на стенке трубопровода.

Если гидравлическое испытание проводят 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 про-  
дут до полного удаления воды или жидкости.

Р[[4]](#footnote-4) \* 12SP

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

]£к

*\е\*

но не менее 0.2 МПа.

(6)

или Рщ - 1.43Р. (7)

где Р —расчетное давление трубопровода. МПа.

Рпр — пробное давление. МПа:

|о],0 — допускаемое напряжение для материала трубопровода при 20 \*С:

[о] . — допускаемое напряжете для материала трубопровода при максимальной положительной рас\*  
четной температуре.

(«ко ^

Отношение принимается имеющее меньшее значение для материалов всех элементов трубо-

провода. работающих под давлением, за исключением болтов (шпилек).

1322 В случае, если для обеспечения условий прочности и герметичности при испытаниях возникает  
необходимость увеличения диаметра, числа или замены материала болтов (шпилек) фланцевых соедине-  
ний. допускается уменьшить пробное давление до максима/ъмой величины, при которой во время прове-  
дения испытаний обеспечиваются условия прочности болтов (шпилек) без увеличения их диаметра, числа  
или без замены материала.

1. Во всех случаях величина пробного давления должна приниматься такой, чтобы максималь-  
   ные напряжения в стенке трубопровода при пробном давлении не превышали 95 % предела текучести  
   материала при температуре испытания.
2. Величину пробного давления на прочность для вакуумных трубопроводов и трубопрово-  
   дов без избыточного давления для токсичных и взрывопожароопасных сред следует принимать равной  
   0.2 МПа (2 кгс/см\*).
3. В случае, если трубопровод и его элементы работают в диапазоне температур ползучести и

допускаемое напряжение для материалов трубопроводов и его элементов при расчетной температуре (о),  
определяют на базе предела длительной прочности или предела ползучести, допускается в формуле (6)  
вместо [о], использовать величину допускаемого напряжения при расчетной температуре полученную

только на базе не зависящих от времени характеристик (предела текучести и временного сопротивления),  
без учета ползучести и длительной прочности (9).

1. Давление в трубопроводе при испытании должно увеличиваться до значения около 50 % от  
   установленного испытательного давления. Затем давление необходимо увеличивать поэтапно приблизи-  
   тельно по 10 % от заданного испытательного давления до его достижения. Трубопроводная система долж-  
   на поддерживаться при этом испытательном давлении в течение не менее 30 мин. Затем давление необхо-  
   димо уметшитъ до расчетного давления, и все поверхности элементов, сварных соединений и сами свар-  
   ные соединения должны быть подвергнуты тщательному визуальному осмотру. Во время этого осмотра на  
   трубопроводе должны отсутствовать следы пластической деформации.

I (рсдолжительность испытания на прочность и плотность определяется временем осмотра трубопро-  
вода и проверки герметичности разъемных соединений.

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

1. Арматура должна подвергаться гидравлическому испытанию пробным давлением в соответ-  
   ствии с ГОСТ 356.
2. При заполнении трубопровода водой воздух должен быть удален полностью Давление в испы-  
   тываемом трубопроводе следует повышать плавно. Скорость подъема давления должна быть указана:

* для испытания трубопровода на за вод ©-изготовителе — в технической документации.
* для испытания трубопровода в процессе монтажа—в инструкции производителя работ.

1. Использование сжатого воздуха или другого газа для подъема давления не допускается.
2. При испытании не допускается обстукивание стальных трубопроводов.
3. Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетвори-  
   тельными. если во время испытания не выявлены разрывы, видимые деформации, падение давления по  
   манометру, а в основном металле, сварных швах, корпусах арматуры, разъемных соединениях и во всех  
   врезках не обнаружены течи и запотевания.
4. Одновременное гидравлическое испытание нескольких трубопроводов, смонтированных на  
   общих несущих строительных конструкциях или эстакаде, допускается только в том случае, если это раз-  
   решено проектом.
5. Пневматическое испытание на прочность и плотность
6. Пневматическое испытание на прочность и плотность проводят для трубопроводов на PN й 100  
   суметом требований 13.1.12. а если давление в трубопроводе выше — с учетом требований 13.1.13.

13.32 Величину испытательного давления принимают а соответствии с 132.1 при условии принятия  
мер по защите персонала и окружающего оборудования согласно 13.3.5.13.3.7.13.3.8 и 13.3.10.

1. В случае, если испытания не были проведены согласно 13.3.2 или они невозможны, давление  
   пневмо испытания должно составлять 110 % от максимально допустимого давления.
2. Пневматическое испытание должно проводиться воздухом или инертным газом и только в  
   светлое время суток.
3. Особое внимание необходимо уделить таким факторам как:

а) расположение трубопроводной системы относительно других зданий, 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 испытажй. а район, непосредствен»  
но прилегающий к зоне испытаний, должен быть закрыт и обеспечен предупреждающими знаками, приме»  
кяемыми для опасных и вредных зон;

в) перед пневмоиспытанием проведение неразрушающего контроля в объеме 100 % продольных  
швов. Необходимо выполнить также ультразвуковой контроль в объеме не менее 10 % для всех кольцевых  
швов, включая все стыковые соединения рассматриваемого трубопровода:

г) поддержало температуры испытания не менее чем на 25 \*С выше температуры хрупкого излома  
материалов трубопровода.

1. При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления следует вести  
   плавно, со скоростью, равной 5 % от в минуту, но не более 0.2 МПа (2 кгс/см2) в минуту, с периодичес-  
   ким осмотром трубопровода на следующих этапах:

* при расчетном давлении до 02 МПа (2 кгс/см2) осмотр проводят при давлении, равном 0.6 пробного  
  давления, и при рабочем давлении:
* при расчетном давлении выше 0.2 МПа (2 кгс/см2) осмотр проводят при давлении, равном 0.3 и 0.6  
  пробного давления, и при рабочем давлении.

Во время осмотра подъем давления должен быть приостановлен. При осмотре обстукивание трубо-  
провода. находящегося под давлением, запрещается.

Места утечки определяют по звуку просачивающегося воздуха, а также по пузырям при покрытии  
сварных швов, фланцевых и других соединений мы/ъной эмульсией и другими методами.

Дефекты устраняют только при снижении давления до нуля и отключении компрессора.

1. На время проведения пневматических испытаний на прочность как внутри помещений, так и  
   снаружи должна устанавливаться охраняемая (охранная) зона. Минимальное расстояние от края зоны до  
   трубопровода должно составлять не менее 25 м при надземной прокладке трубопровода и не менее 10 м  
   при подземной. Границы охранной зоны должны отмечаться флажками.
2. 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 по истечении 10 минут лишь после того как испы-  
тательное давление будет снижено до расчетного. Осмотр должен проводиться специально выделенными  
для этой цели и проинструктированными лицами. Находиться в охранной зоне кому-либо, кроме этих лиц.  
запрещается.

1. Компрессор и манометры, используемые при проведении пневматического испытания трубо-  
   проводов. должны располагаться вне охранной зоны.
2. Для наблюдения за охранной зоной устанавливают специальные посты. Число постов для  
   наружных трубопроводов определяют из расчета один пост на 200 м длины трубопровода. В остальных  
   случаях число постов определяют исходя из местных условий, с тем чтобы охрана зоны была надежно  
   обеспечена.
3. Промывка и продувка трубопровода
4. 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 должны осуществляться по специально разработанной схеме.

При проведении промывки (продувки) в зимнее время должны приниматься меры против промерза-  
ния трубопроводов. О проведении промывки и продувки составляют акт.

13.42 Промывка водой должна осуществляться со скоростью 1—1.5 м/с.

После промывки трубопровод должен быть полностью опорожнен и продут воздухом или инертным  
газом.

1. Продувку трубопроводов следует проводить под давлением, равным рабочему, но не более  
   4 МПа (40 кгс/см2). Продувка трубопроводов, работающих под избыточным давлением до 0.1 МПа  
   (1 кгс/см2) или вакуумом, должна проводиться под давлением не более 0,1 МПа (1 кг с/см2).
2. Продолжительность продувки, если нет специальных указаний в проекте, должна составлять  
   не менее 10 мин.

13.5 Дополнительные испытания на герметичность

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

Необходимость проведения дополнительных испытаний на герметичность других трубопроводов ус-  
танавливается проектом.

Трубопроводы, находящиеся в обвязке технологического оборудования, следует испытывать совме-  
стно с этим оборудованием.

1. Дополнительное испытание на герметичность проводят воздухом или инертным газом после  
   завершения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки.
2. Дополнительное испытание на герметичность проводят давлением, равным рабочему, а для  
   вакуумных трубопроводов —давлением 0.1 МПа (1 кгс/см2).
3. Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 ч для строя-  
   щихся межцеховых, внутрицеховых и межзаводских трубопроводов и указываться в проектной документа-  
   ции для каждого трубопровода, подлежащего испытанию.

При периодических испытаниях, а также после ремонта, связанного со сваркой и разборкой трубопро-  
вода. продолжительность испытания устанавливается администрацией предприятия, но должна быть не  
менее 4 ч.

1. Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных  
   технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удов-  
   летворительными. если скорость падения давления окажется не более 0.1 % за 1 ч для трубопроводов  
   группы А и вакуумных и 0.2 % за 1 ч для трубопроводов группы Б (а). Б(б).

Скорость падения давления для трубопроводов, транспортирующих вещества других групп, уста-  
навливается проектом.

Эти нормы относятся к трубопроводам внутренним диаметром до 250 мм включительно.

При испытании трубопроводов больших диаметров нормы падения давления е них определяют умно-  
жением приведенных ветыин, указанных е формуле (10). на поправочный коэффициент, рассчитываемый  
по формуле

(8)

где — внутренний диаметр испытываемого трубопровода, мм.

Если испытываемый трубопровод состоит из участков различных диаметров, средний внутренний  
диаметр его определяют по формуле

60 (Otxi-i + O3XL2 + — +Олх(.п) ^ ^

где О,. D2. Dn — внутренний диаметр участков, м;

Lt.L2.L„ — длина участков трубопровода, соответствующая указанный диаметрам, м.

Падение давления в трубопроводе во время испытания его на герметичность определяют по  
формуле

M-feb)\*100' ПО)

где лР — падение давления. % от испытательного давления.

Рим' Рывч — сумма манометрического и барометрического давлений соответственно в конце и в нача-  
ле испытания. МПа.

Тн4ч. Г\*\* — температура в трубопроводе соответственно в начале и в конце испытания. К.

Давление и температуру е трубопроводе определяют как среднее арифметическое показаний мано-  
метров и термометров, установленных на нем во время испытаний.

1. Испытание на герметичность с определением падения давления можно проводить только пос-  
   ле выравнивания температур в трубопроводе. Для наблюдения за температурой в трубопроводе в начале и  
   в конце испытываемого участка следует устанавливать термометры.
2. После окончания дополнительного испытания на герметичюсть по каждому трубопроводу со-  
   ставляют акт.

13.6 Сдача-приемка смонтированных трубопроводов

1. Сдача-приемса трубопроводов после монтажа должна осуществляться в соответствии с требо-  
   ваниями настоящего стандарта.
2. Монтажная организация до начала пусконаладочных работ должна передать владегьцу трубо-  
   провода «Свидетельство о монтаже» (см. приложение П).

Исполнительный чертеж участка, прилагаемый к свидетельству, выполняется в аксонометрическом  
изображении в границах присоединения к оборудованию или к запорной арматуре. Чертеж должен содер-  
жать нумерацию элементов трубопровода и нумерацию сварных соединений (раздельно обозначают свар-  
ные соединения, выполняемые при монтаже и на предприятии-изгогоеителе). Для трубопроводов, подлежа-  
щих изоляции или прокладываемых в непроходных каналах, указывают расстояние между сварными со-  
единениями. 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 г 100 нумеруют также разъемные соединения.

К исполнительному чертежу прикладывают спецификацию на детали и изделия, применяемые при  
изготовлении и монтаже трубопровода.

1. Составляют опись сопроводительных документов предприятия — изготовителя сборочных  
   единиц, изделий и материалов, применяемых при монтаже трубопровода и входящих в состав «Свидетель-  
   ства о монтаже» (см. приложение П).
2. Комплектовать «Свидетельство о монтаже» (см. приложение П) участков трубопроводов сле-  
   дует на технологический блок или технологический узел, указанный в рабочей документации.
3. Требования к эксплуатации трубопроводов
   1. Обслуживание
      1. Лица, осуществляющие на предприятии надзор за трубопроводами, а также лица, ответствен-  
         ные за исправное сисшниив и безопасную зкснлуа1ацию ipyGotipoeuuue. должны иазнача!ьсн из числа  
         лиц. имеющих соответствующую квалификацию и практичесюм опыт работы, прошедших обучение и атте-  
         стацию.
4. На трубопроводы всех категорий составляют паспорт установленного образца (приложение М).

Перечень документов, прилагаемых «паспорту, должен соответствовать требованиям 14.4.

1. В паспорт трубопровода необходимо вносить дату проведенных ревизий и данные о ремонтах.
2. На трубопроводах из углеродистой и кремнвмарганцовистой сталей с рабочей температурой  
   400 \*С и выше, а также на трубопроводах из хромомолибденоеой (рабочая температура 500 \*С и выше) и из  
   высоколегированной аустенитной стали (рабочая температура 550 \*С и выше) должно проводиться наблю-  
   дение за ростом остаточной деформации.
   1. Надзор во время эксплуатации
      1. В период эксплуатации трубопроводов одной из основных обязанностей обслуживающего пер-  
         сонала является постоянное и тщательное наблюдение за состоянием трубопроводов и их деталей (свар-  
         ных швов, разъемных соединений, включая крепеж, прокладок), 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.
      2. Технологические трубопроводы, работающие в еодородсодержащих средах, необходимо пе-  
         риодически обследовать с целью оценки их технического состояния в соответствии с НД.
3. При периодическом обследовании необходимо проверять:

• техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и при необходимости не разрушающим  
контролем е местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных сечений и т. п.;

* устранение замеча»мй по предыдущему обследованию и выполнение мер по безопасной эксплуата-  
  ции трубопроводов.
* полноту и порядок ведения технической документации по эксплуатации и ремонту трубопроводов.

Результаты периодического обследования трубопроводов оформляют актом.

1. Трубопроводы, подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для  
   этих трубопроводов в период эксплуатации следует тщательно осматривать с применением приборного  
   контроля за амплитудой и частотой вибрации.

Сроки осмотров в зависимости от кожретных условий и состояния трубопроводов устанавливает  
техническая администрация предприятия, но не реже одного раза в 3 месяца.

Максимально допустимую амплитуду вибрации технологических трубопроводов принимают в соот-  
ветствии с 10.7.1.

1. Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, при периодических об-  
   следованиях можно проводить без снятия изоляции. Однако если состояние стенок или сварных швов  
   трубопроводов вызывает сомнение, то должно быть проведено частичное или полное удаление изоляции.
2. Наружный осмотр трубопроводов, уложенных в непроходных каналах или в грунте, должен  
   проводиться путем их вскрытия на отдельных участках длиной не менее 2 м. Число участков в зависимо-  
   сти от условий эксплуатации устанавливает лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию.
3. 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 и подготовлен к проведению ремонтных работ в соответствии с действующими  
инструкциями.

1. При наружном осмотре должно быть проверено состояние:

* изоляции и покрытий.
* сварных швов;
* фланцевых муфтовых и других соеданений;

•опор;

* компенсирующих устройств;
* дренажных устройств;
* арматуры и ее уплотнений;
* реперов для замера остаточной деформации;
* сварных тройкиковых соединений, гибов и отводов;

•цинивреме»««и11роьерню1 вибрации\*» (рубиприеоди.

* 1. Ревизия трубопроводов
     1. Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубо-  
        проводов является периодическая ревизия (освидетельствование), которую проводит служба техническо-  
        го надзора предприятия совместно с механиками, начальниками установок (производств) и лицом, ответ-  
        ственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Результаты ревизии служат основанием для оценки технического состояния трубопровода и возмож-  
ности его дальнейшей эксплуатации.

* + 1. Как правило, ревизия трубопроводов должна быть приурочена к планово-предупредительному  
       ремонту отдельных агрегатов, установок и/ы цехов.
    2. Сроки проведения ревизии трубопроводов на давление до 10 МПа (100 кгс/см2) устанавливает  
       предприятие-владелец в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, опыта  
       эксплуатации, результатов предыдущего наружною осмотра и ревизии. Сроки должны обеспечивать безо-  
       пасную. безаварийную эксплуатацию трубопровода в период между ревизиями и не должны быть реже  
       указанных а таблице К.1 приложения К (если нет других указаний в паспортной или иной документации).
    3. Для трубопроводов свыше 10 МПа (100 кто'см2) установлены следующие виды ревизии; выбо-  
       рочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливает администрация предприятия в зависимости от  
       условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года.
    4. Срок ревизии трубопроводов при производственной необходимости может быть продлен  
       предприятием-еладельцем с учетом результатов предыдущей ревизии и техмчческого состояния трубо-  
       проводов.
    5. При проведении ревизии особое внимание следует уделять участкам, работакхшш в особо  
       сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эро-  
       зии. вибрации и других причин. К таким участкам могут быть отнесены те участки, где изменяется направ-  
       ление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед ар-  
       матурой и после нее) и гое возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и  
       временно не работающие участки).
    6. Приступать к ревизии следует только после выполнения необходимых подготовительных ра-  
       бот. предусмотренных действующими инструкциями по организации и безопасному производству ремонт-  
       ных работ.
    7. При ревизии трубопроводов необходимо:

а) провести наружный осмотр трубопровода согласно требованиям 14.2.8:

б) измерить толщину стенки трубопровода приборами нераэрушающего контроля.

Толщину стенок измеряют на участках, работающих в наиболее сложных условиях (колена, тройники,  
врезки, места сужения трубопровода, перед арматурой и после нее. места скопления влаги и продуктов,  
вызывающих коррозию, застойные зоны, дренажи), а также на прямых участках внутриустановочиых. внут-  
рицеховых и межцеховых трубопроводов.

При этом на прямых участках вмутриустановочных трубопроводов длиной 20 м и менее и межцехо-  
вых трубопроводов длиной 100 м и менее должен быть выполнен замер толщины стенки не менее чем в  
трех точках.

Во всех случаях контроль толщины стенки в каждом месте должен проводиться в 3—4 точках по  
периметру, а на отводах — не менее чем в 4—6 точках по выпуклой, вогнутом и нейтральной частям.

Следует обеспечить правильность и точность выполнения замеров, исключить влияние на них ино-  
родных теп (заусенцев, кокса, продуктов коррозии и т. п.).

Результаты замеров фиксируют 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, вьпотеншх из сталей аустенитного класса (08Х18Н10Т. 12Х18Н10Т и т. а), работаю-  
   щих в средах, вызывающих мажкристзллитную коррозию, «вохые эасеерлоеки не долусхаются;**

в) провести ревизию воротнюсое фланцев внутренним осмотром (при разборке трубопровода) либо  
измерением толщины не разрушающими методами контроля. Число фланцев, подвергаемых ревизии, уста-  
навливает 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 е водо-  
род содержащих средах, если это предусмотрено действующими НД или проектом. Вопрос о механичес-  
ких испытаниях решаетслужба технического надзора предприятия:

е) измерить на участках трубопроводов деформацию по состоянию на время проведения ревизии  
согласно требованиям 14.1.4.

ж) разобрать (выборочно, по указанию представителя технадзора) резьбовые соединения на трубо-  
проводе. осмотреть их и измерить резьбовыми калибрами:

з) проверить состояние и правильность работы опор, крепежных деталей и. выборочно, прокладок:

и) испытать трубопровод в соответствии с 13.1.1 и 14.3.19.

* + 1. При неудовлетворительных результатах ревизии необходимо определить границу дефектного  
       участка трубопровода (осмотреть внутреннюю поверхность, измерить толщину и т. п.) и выполнить более  
       частые измерения толщины стеши всего трубопровода.

При неудовлетворительных результатах ревизии должны быть проверены еще два аналогичных уча-  
стка. из которых один должен быть продолжением ревизуемого участка, а второй — аналогичным ревизу-  
емому участку.

* + 1. Объем выборочной ревизии трубопроводов с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/аы\*) и трубо-  
       проводов I и II категории должен быть:
* не менее двух участков каждого блока установки независимо от температуры среды;
* не менее одного участка каждого общецехового коллектора или межцехового трубопровода незави-  
  симо от температуры среды.

Под коллектором понимают трубопровод, объединяющий ряд подаллельно работающих блоков.

1. Если при ревизии трубопровода будет обнаружено, что первоначальная толщина уменьши-  
   лась под воздействием коррозии или эрозии, возможность работы должна быть подтверждена расчетом на  
   прочность.
2. При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков трубо-  
   проводов сдавлением свыше 10 МПа (100 кгс/см3) должна быть проведена полная ревизия этого трубо-  
   провода. а также участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях, с разборкой до 30 %  
   каждого из указанных трубопроводов или менее при соответствующем техническом обосновании.
3. При полной ревизии разбирают весь трубопровод полностью, проверяют состояние труб и  
   деталей, а также арматуры, установленной на трубопроводе. Сроки и обязательность полной ревизии тру-  
   бопроводов настоящим стандартом не регламентируются.
4. Все трубопроводы и их участки, подвергавшиеся в процессе ревизии разборке, резке и свар-  
   ке. после сборки подлежат испытанию на прочность и плотность.

При разборке единичных фланцевых соединений, связанной с заменой прокладок, арматуры или  
отдельных элементов (троючик, катушка и т. п ). допускается проводить испытание только на плотность. При  
этом вновь устанавливаемые арматура или элемент трубопровода должны быть пред варительно испытаны  
на прочность пробным давлением.

1. После проведе\*«\*я ревизии составляют акты, к которым прикладывают все протоколы и заклю-  
   чения о проведенных исследованиях. Результаты ревизии заносят е паспорт трубопровода. Акты и осталь-  
   ные документы прикладывают к паспорту.
2. После истечения назначенного проектом расчетного срока службы трубопровод должен быть  
   подвергнут экспертизе промышленной безопасности с целью установления возможности и срока дальней-  
   шей эксплуатации.
3. Ревизия арматуры
4. При применении арматуры с сальниками особое внимание следует обращать на набивоч-  
   ный материал (качество, размеры, правильность укладки в сальниковую коробку).
5. Для создания плотности запорную арматуру следует закрывать с номинальным усилием,  
   указанным в эксллуатацио»\*юй документации. Не допускается применять добавочные рычаги при открыва-  
   нии и закрывании арматуры.
6. Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе обратных клапанов, а также при-  
   водных устройств арматуры (электро-, пноомо-, гидропривод, механический привод), как правило, прово-  
   дят в период ревизии трубопровода.
7. При ревизии арматуры, в том числе обратных клаланое. должны быть выполнены следую-  
   щие работы:

* внешний осмотр;
* разборка и осмотр состояния отдельных деталей;
* осмотр внутренней поверхности и при необходимости контроль неразрушающими методами;
* притирка уплотнительных поверхностей;
* сборка, испытание на прочность и плотность корпуса и сварных швов, герметичность затвора и  
  фроадиокырование.

1. Контрольные засвврлоаки
2. 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 засеер-  
   ловки.
3. Необходимость в контрольных засверлоеках определяет служба технического надзора пред-  
   приятия для каждого конкретного случая сучетом ограничений, изложенных в 14.3.18.4.

14.3.18.3Глубина контрольных засаерловок должна быть равна расчетной толщине плюсПхС  
(где П — половина периода между очередными ревизиями, год: С — фактическая скорость коррозии трубо-  
провода. мм/год).

1. Трубопроводы, по которым транспортируются вещества группы А(а), А(б). газы всех групп,  
   трубопроводы, работающие под вакуумом и давлением PN > 100. трубопроводы в блоках I категории взры-  
   воопасности, а таоке трубопроводы, выполненные из хромоникелевых сталей типа 18-8 и работающие е  
   средах, вызывающи межхристаллитную коррозию, контрольным засверлоекам не подвергают. 8 этих слу-  
   чаях должен быть усилен контроль за состоянием толщины стенок трубопровода измерением ультразвуко-  
   вым толщиномером.
2. Отверстия при контрольных засеерлоеках следует располагать в местах поворотов, суже-  
   ний. врезок, застойных зонах, а также в тройниках, дренажных отводах, перед запорной арматурой и после  
   нее и т. п.
3. Отверстия контрольных засверловок на отводах и полуотводах должны быть расположены  
   преимущественно по наружному радиусу гиба из расчета одно отверстие на 0.2 м длины, но не менее  
   одного отверстия на отвод или секцию сварного отвода-
4. 8.7 Места расположения контрольных засверловок на трубопроводе должны быть четно обозна-  
   чены.

14.3.18.8 Потеря герметичности контрольного отверстия на трубопроводе свидетельствует о прибли-  
жении толщины стенки к отбраковочному размеру, поэтому такой трубопровод необходимо подвергнуть  
внеочередной ревизии.

1. Периодическое испытание трубопроводов
2. Надежность трубопроводов проверяют периодическими испытаниями на прочность и плот-  
   ность согласно требованиям раздела 13.

При проведении испытания на прочность и плотность допускается применение акустико-эмиссионно-  
го контроля.

1. Периодичность испытания трубопроводов на прочность и плотность приурочивают ко вре-  
   мени проведения ревизии трубопровода.

Сроки проведения испытания для трубопроводов сдавлением до 10 МПа (100 кгс/Рм2) включительно  
должны быть равны удвоенной периодичности проведения ревизии, принятой согласно требованиям 14.33  
и приложения К для данного трубопровода, но не реже одного раза в 8 лет.

Сроки проведения испытания (не реже) для трубопроводов сдавлением свыше 10 МПа (100 кгс/см2):

* для трубопроводов с температурой до 200 \*С — один раз в 8 лет;
* для трубопроводов с температурой свыше 200 \*С — один раз в 4 года.

1. Испытательное давление и порядок проведения испытания должны соответствовать требо-  
   ваниям раздела 13 с записью результатов в паспорт трубопровода.
2. Нормы отбраковки
3. Трубы, детали трубопроводов, арматура, в том числе литая (корпуса задвижек, клапанов  
   и т. п.), подлежат отбраковке; если расчетная толщина стенки (без учета прибавки на коррозию) оказалась  
   меньше величины, указанных в таблицах 14.1.14.2. то отбраковочная толщина принимается по таблицам
4. или 14.2.

**Таблица 14.1 — Отбраковочные толщины для труб и деталей трубопроводов**

**R имппимотрах**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наружный диаметр. ON | £25 | £57 | £114 | £219 | £325 | £377 | 2426 |
| Наименьшая допустимая толщныа стенки | 1.0 | 1.5 | 2.0 | 2.5 | 3.0 | 3.5 | 4.0 |

**Таблица 143 — Отбраковочные толщины для задвижек, арматуры и литых деталей**

**В мшлиметрах**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номинальный диаметр | 80 | 100 | 125 | 150 | 200 |
| Наименьшая допустимая толщина стенки | 4.0 | 5.0 | 5.5 | 6.0 | 6.5 |
| Примечание — Допускается отступление от этих норм в техньмески обоснованных случаях. | | | | | |

Отбраковочная толщина стенки элементов трубопровода должна указываться в проектной докумен-  
тации. Трубы и детали трубопроводов отбраковывают, 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 действую\*  
  щими нормативно-техническими документами и настоящим стандартом;
* при исследовании сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению:
* размеры резьбовых соединений вышли из поля долусхов игы на резьбе имеются срывы витков,  
  трещины, коррозионный износ;
* трубопровод не выдержал гидравлического или пневматического испытания;
* уплотнительные элементы арматуры износигмсь настолько, что не обеспечивают ведение техноло-  
  гического процесса, а отремонтировать или заменить их невозможно.

14.3.20.2 Фланцы отбраковывают при;

* неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей;
* наличии трещин, раковин и других дефектов;
* дефор мацы фланцев;
* уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы;
* срыве, смятии и износе резьбы в резьбовых фланцах с давлением свыше ЮМПаОООкгс/см2).  
  а также при нал ичим люфта в резьбе, превышающего допустимый по действующим НД. Линзы и прокладки  
  овального сечения отбраковывают при наличии трещин, забоин, сколов, смятии уплотнительных поверхно-  
  стей. деформаций.

1. Крепежные детали отбраковывают:

* 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.

1. Сильфонные и линзовые компенсаторы отбраковывают в следующих случаях:

* толщина стенки сильфона или линзы достигла расчетной величины, указанной в паспорте компенса-  
  тора:
* толщина стенки сильфона достигла 0.5 мм. а расчетная толщина сильфона имеет более низкие  
  эчэчвния:
* при наработке компенсаторами расчетного числа циклов, указанного в документации, и если они  
  эксплуатируются на пожаровзрывоопасных и токсичных средах.

1. Ноомы 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 тру-  
   бопровода. 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 материа-  
   лов и качество сварных стыков, хранят в организации, выполнившей работу, и предъявляют для проверки  
   по требованию службы технического надзора:
4. документация по контролю металла трубопровода, работающего в еодородсздержащих средах:

в) акты периодического наружного осмотра трубопровода.

г) акт испытания трубопровода на прочность и плотность:

д) акты на ревизию, ремонт и испытание арматуры:

в) эксплуатационный журнал трубопровода (ведется для трубопроводов, на которые не составляют  
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 соединении.

1. Подземные трубопроводы
   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 до\*  
      кументации и т. д.
   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 (лоус\*  
      мотрению представителей технического надзора)—с вырезкой отдельных участков.

Число участков, подлежащих вскрытию для ревизии, в зависимости от условий эксплуатации трубо-  
провода устанавливает технический надзор предприятия, исходя из следующих условий:

* при контроле сплошности изоляции трубопровода с помощью приборов вскрытие производят в мес-  
  тах выявленных повреждений изоляции:
* при отсутствии на предприятие\* средств инструментального контроля подземных трубопроводов асхры\*  
  тие проводят из расчета один участок на длину трубопровода не более 250 м.
  1. При проведении ремонтно-монтажных работ на подземных трубопроводах должен быть установ-  
     лен контроль за выполнением требований проекта а отношении компенсации температурах деформаций,  
     качества применяемых материалов, сварных швов, антикоррозионного покрытия и своевременного состав-  
     ления всей необхсдимой документации по этапам проводимых работ.
  2. Сталыые подземные технологические трубопроводы должны быть защищены от почвенной кор-  
     розии и коррозии блуждающими токами.

Приложение А  
(обязательное)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  | Расчетные параметры трубопровода | | | | |
| Марка стали, класс прочности, стандарт или ТУ | Тетические требования на трубы (стандарт или ТУ) | Номинальный диаметр, мм | Виды испытаний и требований {стандарт или ТУ) | Транспортируемая среда (см. обозна- чения таблицы 5.1) | Макси- мальное давле- ние.МПа | Макси-  мальная  темпера-  тура. | Толщина  станки  трубы.  мм | Минимальная темпера- тура а зависимости от толщины станки трубы при напряжении в стенка от внутренне- го давления (е|. 'С | |
|  |  |  |  |  |  | Г |  | более  035(e) | на более О.Э5(о] |
|  |  |  | Бесшовные т | рубы |  |  |  |  | |
|  | ГОСТ 550. труппы А. 8 | 10-300 | ГОСТ 550 |  | S 32 |  | < 12 > 12 | минус 40 минус 30 |  |
|  | ГОСТ «731; ГОСТ Р 53353 [19]. группа В.  кроме изготовлен- ных из слитка | 50-400 | ГОСТ «731; ГОСТ Р 53383 (19] с гарантией гидроис- пытания | Все среды | £ 5 | 475 | £ 12 > 12 | минус 40 минус 30 |  |
| 10.20 ГОСТ 1050 | ГОСТ «733; ГОСТ Р 54157 {20]. группа в | 10-150 | ГОСТ 8733; ГОСТ Р 54 157 РО] | Все среде с гарантией гидроиспытания |  |  | <8 | минус 30 | минус 40 |
|  | ТУ 14-3-626—79 | 20-50 | ТУ 14-3\*826-79 |  |  |  | £ 12 | минус 30 |  |
|  | ТУ 14-3-1486—«7 | 300.350.400 | ТУ 14-3-1486—87 |  | £ 32 | 475 | — | минус 40 |  |
|  | ТУ 14-3-557—77 | 500 | ТУ 14-3-587—77 | Вса среды |  | i 12 > 12 | минус 40 минус 30 |  |
|  | ТУ 14-ЗР-55— 2001 |  | TV 14-ЗР-55—2001 |  |  |  | — | минус 30 |  |
|  | ТУ 14-3-1577-88 | 50-400 | ТУ 14-3-1577—88 |  |  |  | — | минус 40 |  |
|  | ТУ 14-3-1128-2000; TV 14-ЗР-1128— 2007 |  | \*У 14-3-1128-2000; 1У 14-ЗР-1128-2007 |  |  |  | £ 12 > 12 | минус 40 минус 30 | минус 60 минус 40 |

Таблица А.1 — Выбор материалов трубопроводов е зависимости от параметров транспортируемой среды

о»

ы

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  | Расчетные параметры трубопровода | | | | |
| Мерке стели, класс прочности, стандарт или ТУ | телиические требования на труби (стандарт или ТУ) | Номиналами диаметр, мм | виды испытаний и требований (стандарт или ТУ) | Транспортируемая среда (от обозна- чения таблицы 6.1) | Макси- мальное давле- ние.МПа | Макси-  мальная  темпера-  тура. | Толщине  станки  тру«м.  мм | Минимальная темпера- туре а зависимости от толщины стоики трубы при напряжении в стенка от внутренне- го давления (о). \*С | |
|  |  |  |  |  |  | С |  | более  035(e) | не более 0.35(0) |
|  | ГОСТ 550 группыА.Б | 10—300 | ГОСТ 550 |  |  |  | < 12 » 12 | минус 60 минус 40 | минус 70 минус 60 |
| 10Г2  ГОСТ 4543 | ГОСТ 8731. ГОСТ Р 53383 (19). группа в.  ■роме изготовлен- ных из слитка | 50-400 | ГОСТ 8731. ГОСТ Р 53383(19] с гарантией гидро- испытания |  |  |  | — | минус 40 | минус 60 |
|  | ГОСТ 8733. ГОСТ Р 54159 (20). группа В | 10—50 | ГОСТ 8733. ГОСТ Р 54159(20) с гарантией гидро- ислытвиия |  | 5 50 | 475 | 5 6 |
|  | ТУ 14-3-828-79 | 20-50 | ТУ 14-3-828- 79 | Вса среды |  |  |  |  |  |
| 10Г2  ТУ 14-3-1577-8» | ТУ 14-3-1577-вв | 50—350 | ТУ 14-3-1577 -88 |  |  | 5 в > в | минус 70 минус 40 | минус 70 минус 60 |
| 09Г2С. 10Г2 ГОСТ 19281 | ТУ 14-3-1128-2000. ТУ 14-ЗР-1128—2007 | -у 14-3-1128-2000. ТУ 14-ЗР-1128 — 2007 |  | 583 |  | — | минус 80 | минус 70 |
| 15ХМ  ТУ 14-ЗР-55— 2001 |  |  |  |  | 540 |  |  |  |  |
| 12Х1МФ. 15Х1М1Ф ГОСТ 20072 | TV 14-ЗР-55—2001 | 50-400 | ТУ 14-ЗР-55— 2001 |  | 5 83 | 560 | — | •>>о | минус 40 |
| 15Х5М; 15X5M-V ГОСТ 20072 | ГОСТ 550. группыА.Б | 20—400 | ГОСТ 550 |  | 5 40 | 600 | — |  |  |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  | Расчетные параметры | | | трубопровода | |
| Мерке стели, класс прочности, стандарт или ТУ | Тактические требования на грубы (стандарт или ТУ) | Номинальный диаметр, мм | виды испытаний и требований (стандарт или ТУ) | Транспортируемая среда «м обозна- чения таблицы 6.1) | Макси- мальное давле- ние.МПа | Макси-  мальная  темпера-  тура. | Толщине  стенки  грубы.  мм | Минимальная темпера- тура а зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутренне- го давления (а). 'С | |
|  |  |  |  |  |  | тС |  | более  035(о| | не более О.Э5((1) |
| 15Х5М-У ГОСТ 20072 | TV 14-ЗР-62— 2002 | 350. 450. 500 | ТУ 14-ЗР-62—2002 |  | S 40 | 600 | — | •>>о |  |
| 20ЮЧ  ТУ 14-3-1052—вО. ТУ 14-3-1745—00, ТУ 14-3-1600—60; ТУ 14-ЗР-54—2001 | ТУ 14-3-1652— 89. ТУ 14-3-1745-90, ТУ 14-3-1605-69. ТУ 14-ЗР-54— 2001 | 20-400 | ТУ 14-3-1652-89; ТУ 14-3-1745—90. ТУ 14-3-1600-69; ТУ 14-ЗР-54—2001 |  | £ 32 | 450 | — | итнус 40 | мтнус 40 |
| 10Х2М1 ГОСТ 550 | ГОСТ 550. груплыА.Б | йА Пал | ГОСТ 550 |  | н« | 560 |  | •>>о |  |
| 13Х0М  ТУ 14-3-457—76 | ТУ 14-3-4 57 — 76 | SO JOU | ТУ 14-3-457—76 |  | от дат- чане |  |  |
| 15ГС  TV 14-ЗР-55— 2001 | ТУ 14-ЗР-55—2001 | 20-400 | ТУ 14-ЗР-55— 2001 | все среды |  | 475 |  |  | минус 40 |
| 14ХГС  ТУ 14-3-433-78; ТУ 14-3-251-74 |  |  |  |  | £ 63 | 400 |  | минус 40 | вмнус 50 |
| ЗОХМА  ТУ 14-3-433-78; ТУ 14-3-251—74 | ТУ 14-3-433—78; ТУ 14-3-251—74 | 6—500 | ТУ 14-3-433—78; ТУ 14-3-251—74 |  |  | 450 | — | минус 30 |
| 20Х2МА  ТУ 14-3-433—78 |  |  |  |  | S 80 | 400 | — |  | минус 40 |
| 18ХЗМФ  ТУ 14-3-251-74 | ТУ 14-3-251—74 | 6-200 | ТУ 14-3-251—74 |  |  | 475 | — | \*>>0 | минус 50 |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мерке стели, класс прочности, стандарт или ТУ | телиические требования на труби (стандарт или ТУ} | Номинальный диаметр, мм | виды испытаний и требований (стандарт или ТУ} | Транспортируемая среда (от обозна- чения таблицы 6.1} | Расчетные параметры трубопровода | | | | |
| Макси- мальное давле- ние. МПа | Макси-  мальная  темпера-  тура.  •с | Толщине  стенки  трубы.  мм | Минимальная темпера- тура а зависимости от толщины стоики трубы при напряжении в станка от внутренне- го давления (о). 'С | |
| более  036(а| | не более О.Э5(о) |
| 20ХЗМВФ ТУ 14-3-251—74 | ТУ 14-3-251—74 | 6—200 | ТУ 14-3-251—74 | Все среды | £ 80 | 510 | — | •)>0 | 4\*4 нус 50 |
| 08Х18НЮТ ГОСТ 5632 | ГОСТ 9940. ГОСТ 9941 | 50-300  10—200 | ГОСТ 9940. ГОСТ 9941 | £ 40 | 700 | — | минус 253 | мтус 253 |
| ТУ 14-3-218—60 | 10-60 | ТУ 14-3-218—80 | 610 | \_ |
| 08Х18Н12Т ГОСТ 5632 | ТУ 14-3-743-78 | 350-400 | ТУ 14-3-743-78 | 700 | - |
| 12X18HWT ГОСТ 5632 | ГОСТ 9940. ГОСТ 9941 | 50-300  10-200 | ГОСТ 9940; ГОСТ 9941 | — |
| 12Х16Н12Т ГОСТ 5632 | ТУ 14-ЗР-55—2001 | 10—400 | ТУ 14-ЗР-55—2001 | 700 | — |
| 03Х18Н11 ГОСТ 5632 | ТУ 14-3-1401 | 25-80 | ТУ 14-3-1401 | 450 | — | минус 198 | MW4yc 198 |
| 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 | 450 | — |
| 08Х17Н15МЗТ ГОСТ 5632 | ГОСТ 9940; ГОСТ 9941 | 50—300  10-200 | ГОСТ 9940; ГОСТ 9941 | 600 | — |
| 10Х17Н13М2Т ГОСТ 5632 | 700 | — |
| 08Х21Н6М2Т ГОСТ 5632 | ТУ 14-3-1905 | 70-150 | ТУ 14-3-1905 | £ 10 | 300 | — | М4 му с 40 | минус 40 |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мерке стели, класс прочности, стандарт или ТУ | тетические требования на трубы {стандарт или ТУ) | Номинальный диаметр, мм | Виды испытаний и требоеаиий {стандарт или ТУ) | Транспортируемая среда «м обозна- чения таблицы 6.1) | Расчетные параметры трубопровода | | | | |
| Макси- мальное деле- ние,МПа | Макси-  мальная  темпера-  тура.  С | Толщине  стенки  грубы.  мм | Минимальная темпера- тура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутренне- го давления (о). 'С | |
| более  036(о| | не более 0.35(0) |
| 08Х22Н6Т ГОСТ 5632 | ГОСТ 9940; ГОСТ 9941. ТУ 14-3-1905 | 50—300  10-200 | ГОСТ 9940; ГОСТ 9941. ТУ 14-3-1905 | Вса среды | i ю | 300 | — | ьмнус 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 | 400 | — | мжус 196 | Маеаус 196 |
| 08ХН28МДТ {ЭИ-943) | ТУ 14-3-31». ТУ 14-3-763; ТУ 14-3-622 | 80—140 | ТУ 14-3-318. ТУ 14-3-763. ТУ 14-3-822 | — |
| ХН32Т | ТУ 1320-003- 16646658—90 | 80-150 | ТУ 1320-003- 18648658- 90 | 900 | - | минус 70 | минус 70 |
| Электросварке трубы прямошоеные | | | | | | | | | |
| СтЗслб ГОСТ 360 | ГОСТ 10705. группа В | 10-500 | ГОСТ 10705 | Среды групп Б. В | 9 16 | 300 |  | еымус 20 | минус 40 |
| ГОСТ 10706. группа В | 450-1400 | ГОСТ 10706 | Среды группы В | S 26 | £ 12 |
| Среды группы Б. кроме СУ Г | i 16 |
| СтЗсл4-5 ГОСТ 360 | ТУ 14-3-377-87 | 200-400 | ТУ 14-3-377—87 | Среды группы В. кроме пара и горячей а оды | 200 | — |
| ТУ 14-3-1399—95 | 200.350.400.  500 | ТУ 14-3-1399—95 | Все среды, кроме группы А{е) иСУГ | 300 | S 10 |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мерке стели, класс прочности, стандарт или ТУ | тактические требования на труби (стандарт или ТУ} | Номинальный диаметр, мм | Виды испытаний и требований (стандарт или ТУ} | Транспортируемая среда (см обозна- чения таблицы 5 1} | Расчетные параметры трубопровода | | | | |
| Макси- мальное давле- ние.МПа | Макси-  мальная  темпера-  тура.  С | Толщине  стенки  трубы.  мм | Минимальная темпера- туре а зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутренне- го давления (а). 'С | |
| более  035(о| | не более О.ЭЗ(а) |
| СтЗпс4; СтЗсп4 ГОСТ МО | ГОСТ 10706. группа в | 400—1400 | ГОСТ 10706 | Среды группы Б. ■рома СУГ | «1.6 | 200 | — | Mtetyc 20 | мюус 40 |
| 20  ГОСТ 1050 | ГОСТ 10705. группа в | 10—500 | ГОСТ 10706 | Среды групп А(б). Б. кроме СУГ | «2.5 | 300 | « 12 |
| ГОСТ 20295.тип 1 | 114—426 | ГОСТ 20295 | Среды групп Б{в). 8 | 400 | « 10 |
| ГОСТ 20295. TMI 5 | 530-1420 | Среды групп А(0). Б(е). 6(6). кроме СУГ | — |
| Среды группы А(а) и СУГ | 200 | — |
| ТУ 14-3-377 -99 | 200-400 | ТУ 14-3-377— 99 | Средо группы В. кроме паре и  горячей воды | 350 | — |
| К52  ГОСТ 20205 | ГОСТ 20295.тип 1 | 114-426 | ГОСТ 20295 | Среды групп А(6). Б (а). 6(6). кроме СУГ | «4 | 400 | < 12 |
| ГОСТ 20295. ТИ) 3 | 530—1420 | ГОСТ 20295 | Среды труппы А(а) и СУГ | «2.5 | — | минус 40 | м>мус 40 |
| 17ГС;  17Г1С  ТУ 14-1-1921—76 | ТУ 14-3-620—77 | 76. 500.700. 600. 1000. 1200 | ТУ 14-3-620- 77 | Среды группы Б, в. кроме СУГ | «1.6 | 300 | « 12 |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  | Раскатные параметры | | | трубопровода | |
| Meow стал\*», класс прочности, стандарт или ТУ | Таяничаские требования на труби (стандарт или ТУ) | Номинальный диаметр, мм | Виды испытаний и требований (стандарт или ТУ) | Транспортируемая среда (см обозна- чения таблицы 61) | Макси- мальное давле- ние.МПа | Макси-  мальная  темпера-  тура. | Толщине  станки  трубы.  мм | Минимальная темпера- тура а зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в станка от внутренне- го давления (с). 'С | |
|  |  |  |  |  |  | С |  | более  03б(о| | не более О.Э5(в) |
| 17Г1С-У  ТУ 14-3-Н38—82 | ТУ 14-3-1138—82 | 1200 | ТУ 14-3-1138-82 |  |  |  |  | минус 40 | ммтус 40 |
| 17Г1С-У  ТУ 14-3-1424—86 | ТМ 1 4 6 КЛ1 П6 | i ПАП | ТЧ/ U 1 1496 М | Все среды, кроме группы А (а) и СУГ | 5 25 | 400 | И 1 П |
| 13Г2АФ  ТУ 14-3\*1424—86 | 1 У ОО | 1 UvU |  |  |  |  | 1 U | 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 труппы А и СУГ | 5 16 | 250 |  | минус 40 | Mtwyc 40 |
| 09Г2С; 12ГС6. 13ГС-Х: 08Г6Ю: 13Г2АФ; 13Г1С-Х: 09Г6Ю; 12Г2С6; 09ГФБ. 13Г1СБ-У. 10Г2С6; 10Г2Ф6: 10Г2СФБ.10Г2Ф6Ю ТУ 14-3-1573-96 | ТУ 14-3-1573-96 | 500-1000 | ТУ 14-3-1573 -96 | все среды | i 50 | 300 | — | минус 60 | м тег ус 60 |
| 08X18Н10Т;1 ОХ 18Н ЮТ; 12Х18Н10Т; 10Х17Н13М2Т ГОСТ 5632 | ГОСТ 11068 | 10-100 | ГОСТ 11068 | Все среды, кроме группы А (а) и СУГ | <25 | 600 | — |  |  |
| 03Х18Н11; 08Х18Н10Т; 12Х18Н10Т; 12Х18Н12Т; 08Х17Н13М2Т: 10Х17Н13М2Т ГОСТ 5632 | ТУ 14-158-135 | 200—400 | ТУ 14-158-135 | 5 | — | минус 196 | минус 196 |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка стали, класс прочности, стандарт или ТУ | Технические требования па трубы (стандарт или ТУ) | Номинальный диаметр, мм | Виды испытаний и требований (стандарт или ТУ) | Транспортируемая среда (см обозна- чения таблицы 5 Н | Расчетные параметры трубопровода | | | | |
| Макси- мальное давле- ние.МПа | Макси-  мальная  темпера-  тура.  •с | Толщина  станки  трубы.  мм | Минимальная темпера- тура я зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутренне- го давления (в), \*С | |
| болев  О.Э5(е] | не болев 0.35(e) |
|  | Электр северные трубы < | | | пиральмошоемые |  |  |  | |  |
| СтЗспЗ;СтЗсп2; СтЗпс2 ГОСТ 380 | ТУ 14-3-943—80 | 200- 500 | ТУ 14-3-943-80 | Все среды, хрома группы А и СУГ | 5 18 | 200 | <8  < 12 | минус 30 минус 20 | — |
| СтЗспб ГОСТ 380 | ТУ 14-3-954-80 | 500- 1400 | ТУ 14-3454-80 С учетом требований  л.22.10 | Все среды, кроме группы А|а) и СУГ | <2.5(25) | 300 | < 12 | минус 20 | минус 20 |
| 10. 20 ГОСТ 1050 | ГОСТ 3282 | 8-150 | ГОСТ 3282 | Среды группы В. кроме пара и горячей еоды | S 18 | 200 | S 5 |
| 20  ГОСТ 1050 | ГОСТ 8898. группа в | 500-1400 | ГОСТ 8696 | S 6 > 8 | минус 20 |
| ТУ 14-3-684—77 | 500-1400 | ТУ 14-3-684 —77 | Среды группы В. кроме пара и горячей воды | < 12 | минус 40 | мтмус 40 |
| ТУ 14\*3\*808—78 | 500—1600 | ТУ 14-3-808-78 | Среды групп Б. В. хроме СУГ | <28 | 350 | < 12 < 12 | минус 40 минус 30 |
| К42  ГОСТ 20295 | ГОСТ 20295. тип 2 | 500- 800 | ГОСТ 20295 | 300 | — | минус 30 |
| К50. К 52 ГОСТ 20295 | ГОСТ 20295 | Все среды, кроме группы А(а) и СУГ | 400 | <8  >8 | минус 50 минус 40 | мтус 60 мтус 50 |
| Среды группы А(а), СУГ | 300 | 28 | минус 40 | мтмус 50 |
| 09Г2ФБ  ТУ 14-3-1383-85 | ТУ 14-3-1383 -85 | 1400 | ТУ 14-3-1383-85 | Среды групп 6. В. кроме СУГ | <73 | 350 | — | минус 80 | минус 80 |
| •) Значение ьмяшальной температуры не ниже 0 \*С принято применительно к сварным швам трубопровода, сваренного из труб указанных марок сталей. | | | | | | | | | |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марк\* стали | Теяничеоше требования | Допустимые параметры эксплуатации | | Вид испытания и дополни галенов требование | номер примечания « данной таблице |
| Температура станки. \*С | Давление среды. МПа {urcttM1}. на болев |
| СтЗсл ГОСТ 380 | КП 245(КП.25) ГОСТ 847» | От -20 до \*400 | 5(50) | Группа IV ГОСТ 84 79-70 | 1.7 |
| СтЗсп ГОСТ 380 | КП 195(КП20) ГОСТ 847? | От -20 до +450 | 1 |
| 20 ГОСТ 1050 | КЛ 1954КП 20). КЛ216<КП22) ГОСТ 8479 | От -30 до +475 | На ограничат» | 1.2. 3. 6. 9 |
| 20К ГОСТ 5520 | КЛ.193{КП.20) ГОСТ 647» | 1.9 |
| 20.22К  ОСТ 106030.113 | ОСТ 108030113 | ОСТ 108030.113 | 2. 6.9 |
| 22К. 22К-Ш. 22К-8Д, 22К-ВРВ ТУ 10811 543 | ТУ 302.02 092 | ТУ 302.02 092 | 9 |
| 20КА ТУ 05754417-013 | ТУ 05764417-013 | От -40 ДО +475 | ТУ 05764417-013 | — |
| 20ЮЧ ТУ 26-0303-1532 | ТУ 26-0303-1532 | ТУ 26-0303-1532 |
| 16ГС ГОСТ 19261 | КП.245 (КЛ.25) ГОСТ 8479 | Группа IV ГОСТ 8479- 70 | 1.4.9 |
| 15ГС. 16ГС ОСТ 108030.113 | ОСТ 108.030.113. СТО 00220227-006- 2013 | ОСТ 106.030.113. СТО 00220227-006-2010 | 4.9 |
| 10Г2 ГОСТ 4543 | КП2154КП.22) ГОСТ 847» | От -70 ДО +475 | Групп\* IV ГОСТ 8479—70 | 1. 2. 4. 5. 9 |
| 09Г2С ГОСТ 19281 | КП.245 <КП.25) ГОСТ 8479 | От -70 до +475 | — | — | 1.4.9 |
| 20Х ГОСТ 4543 | КП.395 4КП.40) ГОСТ 6479 | От -40 ДО +475 | На ограммчаио | Группа IV ГОСТ 8479 | 1 |
| 15ХМ ГОСТ 4543 | КП.275 {КП.28) ГОСТ 8479 | От -40 ДО +560 | 1.2.11 |
| 09ГСНБЦ | ТУ 057644 1 7-013 | От -40 до +350 | — | — |
| 09ХГН2АБ | ТУ 057644 1 7-013 | От -60 ДО +350 |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка стали | Теяиичеоме требования | Допустимые параметры эксплуатации | | Вид иаштания и дополнительное требование | номер примечания « данной таблице |
| Температуре стенки. \*С | Давление среды. МПа (ктсЛм\*). не более |
| 15Х58Ф. 15Х5М ГОСТ 20072 | КП.305 (КЛ.40) ГОСТ 8470 | От -40\* до \*650 | Не ограничено | Группа IV ГОСТ 8470 213%. О 2 35% KCU 2 50 Дж/см7 | 1.2. 11 |
| 12Х1МФ ОСТ 108.030 113 | ОСТ 108030113 | От -20\* до \*570 | ОСТ 108030.113 | 11 |
| 12МХ ГОСТ 20072 | Группа 1У-КП.235(КП.24 ■ ГОСТ 8470 | От -40\* до т-450 | Группа IV ГОСТ 84 70 | 1. 11 |
| 12ХМ.15ХМ ТУ 302.02.031 | ТУ 302.02.031 | От -40\* до \*560 | ТУ 302.02.031 | 11 |
| 10Х2М1А-А ТУ 108.13.30 | ТУ 108.13.30 | ТУ 10813.30 | 10. 11 |
| ЮХ2М1А-А, ЮХ2М1А-8Д, 10Х2М1А-Ш ТУ 302.02.121 | ТУ 302.02.121 | ТУ 302 02 121 | 10. 11 |
| 20X2МА СТО 00220227-006— 2010 | СТО 00220227-006— 2013 | От -40\* до т-475 | СТО 00220227\*006— 2010 | 11 |
| 15Х2МФА-АТУ 302.02014 | ТУ 302.02.014 | От -40\* до т-560 | Группа ПТУ 302.02.014 | 10. 11 |
| 08 X 22 Н6ТД8Х21Н6М2Т ГОСТ 5632 | ГОСТ 25054 | От -40 до т-300 | Группа IV ГОСТ 25054 | 1 |
| 12Х18Н0Т. 12Х18Н10Т ГОСТ 5632 | От -253 до т-610 | 1.2.6 |
| От +610 до +700 | 5(50) |
| 08X1 ен ЮТ ГОСТ 5632 | От -253 до +610 | Не ограничено |  | 1 |
| От +610 до +700 | 5(50) |
| 10Х17Н13М2Т ГОСТ 5632 | От -253 до +700 | Не ограничено | 1.8 |
| 03Х18Н11 ГОСТ 5632 | От -253 до +450 | 1 |

ГОСТ 32569—2013

•ч

w

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка стели | Текиичосхие требования | Допустимые параметры эксплуатации | | Вид иотытания и дополнительное требование | номер примечания к данной таблице |
| Температуре стенки. \*С | Давление среды. МПа (ктс/см2). не более |
| 03X17Н14М3 ТОСТ 5832 | ГОСТ 25054 | От -198 до т-450 | Не ограгычеио | Группа 1У ГОСТ 25054 | 1 |
| 10X17H13M3T ГОСТ 5832 | От -198 до \*800 | 1.8 |
| 08X17Н15МЗТ ГОСТ 5832 |
| 08ХН26МДТ ГОСТ 5632 | От -196 до +400 | 5(50) |  | 1 |
| 08X13. 12X13 ТОСТ 5832 | От -40 до +550 | 64 (64) | 1.7 |

Примечания

1. Допускается применять покое» группы II для невзрыеоопасиых сред при давлении менее 0.07 МПа {0.7 сс/см2).
2. Допускается наравне с п око ежами применять стальные горячекатаные кольца для изготовления фланцев из сталей маржи 20 ТУ 14-1\*1431 и  
   марок 20. 10Г2. 15Х5М. 12Х18Н10Т ТУ 144-375.
3. Допускается применять приварные встык фл^иаи из поковок группы IU-XTI.215 (КП.22} по ГОСТ 5479 и горячекатаных колец из стали марки 20 по  
   ГОСТ 1050 для температуры стенки от м\*ыус 31 \*С до мину-: 40 \*С при условии проведения термообработки — закалки и последующего высокого отпуаа  
   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 металл\* — не менее 30 Дм/см2 {3 кгс м!см2) на образце KCU. Допускается применение ответных  
   фланцев штуцеров из стали марки 20 в термообработаииоы состоянии при температуре стенки от минус 30 \*С до мтыус 40 \*С.
4. Поковки из сталей марок 15ГС. 1вГС. 09Г2С. 10Г2 следует испытывать на ударный излтб при температуре стенки »ыже мтыус 30 \*С. Ударная  
   вязкость — не менее 30 Дм/см2 {3 кто м/см2) на образце К21/.
5. Долустается применение заготовок, получениях методом электро шла ко вот о переплава из сталей марок 20Ш. 10Г2Ш ТУ 0251\*16 (51) на парамет-  
   ры. аналогична сталям 20 и 10Г2
6. Допускается применять поковки из стали марки 20 s толщтыой в месте сварки не более 12 мм при температуре стенки не инке ьмнуо 40 \*С без  
   проведения термической обработки сварного соединения
7. Для изготовления деталей, не подлежащих сварке
8. При температуре свыше 350 \*С для сред, не вызытающих мвжкриствллитную корроэмо
9. Контроль ультразвуковым методом при условиях, огоеоретыых в 54.1, 5-4.2 (8).
10. Для каждой плавки определяется фактор J ■ {$, \* Мп} - (Р ♦ SnJlO\* < 100. где содержание элементов — в процентах.
11. Для деталей, подвергающихся сварке и испытывающих напряжения свыше 0.35 (о], минимальная температура равна О \*С,

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Допустимые параметры эксплуатации | |  | номер |
| Марка стали | Теяиичеоме требования | Температуре стенки. \*С | Давление среды. МПа {urcttM1}. не более | Вид испытаний  и дополнительное требование | примечания к данной таб лице |
| 20Л, 25Л ГОСТ 977 | ГОСТ 977. | От -30 до \*450 |  | Группе 3 ГОСТ 977. | 1.2 |
| 35Л.45Л ГОСТ 977 | ТУ 4112-091-00220302 |  | ТУ 4112-091-00220302 | 3 |
| 20 ГМ Л | СТ ЦКБА 014-2004 | От -60 до \*450 |  | ОСТ 26-07-402 |  |
| 20ХМЛ ГОСТ 977 | ГОСТ 977,  ТУ 41124)91-00220302 | От -40 ДО +540 |  | Группа 3 ГОСТ 977 |  |
| 20Х5МЛ ГОСТ 977 | От -40 до +600 |  | Группа 3 ГОСТ 977. ТУ 4112-091-00220302 |  |
| 20Х5ТЛ  ТУ 4112-091 \*00220302 | ТУ 4112-091-00220302 | От-40 ДО +425 |  | ТУ 4112-091-00220302 |  |
| 20Х5ВЛ  ТУ 4112-091-00220302 | От -40 до +550 | Не ограничено |  |
| 20Х8ВЛ ГОСТ 977 | ГОСТ 977.  ТУ 4112-091-00220302 | От -40 до +600 |  | Группа 3 ГОСТ 977. ТУ 4112-091-00220302 |  |
| 20ХНЗЛ  ТУ 4112-091-00220302 | ТУ 4112-091-00220302 | От-70 ДО +450 |  | ТУ 4112-091-00220302 и ударная вязкость при температуре выкус 70 ’С. если температура стенки ииже мтус 30 \*С |  |
| ЮХ16Н9Л. 12Х18Н9ТЛ. 12Х18Н12МЗТЛ ГОСТ 977 | ГОСТ 977 | От-253 до+600 |  | Группа 3 ГОСТ 977. ТУ 4112-091-00220302 |  |
| 10Х21Н6М2Л ТУ 4112-091-  00220302 | ТУ 4112-091-00220302 | От -40 до +300 |  | ТУ 4112-091-00220302 |  |
| 40Х24Н12СЛ ГОСТ 977 |  | ОтО до +1200 |  |  |  |
| 2&Х23Н7СЛ ГОСТ 977 | ГОСТ 977 | ОтО до +1000 |  | Группе 3 ГОСТ 977 |  |
| Примечания   1. При содержант угла рода болаа 0.23 % сварку стдувт проводить е предварительным подогревом и последующей термической обработкой 2. Допускается применять отливки иэ углеродистых сталей марок 20Л. 25Л до температуры стенки мтус 40 \*С при условии проведения термической обработки в режиме «нормализация + отпуск» или оакалка \* отпуска. 3. Для несвариеаемых деталей | | | | | |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Марк\* стали | Те1нич«с>иа  требования | Допустимые параметры эксплуатации | | Назначение |
| Температура станки. \*С | Давление среды.  МПа {«rcJcM2). не более |
| Класс прочности 5.6. 6.6. 66. 21.22. 23. 5.6.6.10 ГОСТ Р 52627 [21) | ГОСТ Р 526i7 (21) | От -30 до +300 | 2.5 (25) | Шпильки, болты, гайки |
| СтЗсп4 ГОСТ 380 | СТП 26 260 2043 | От -20 до +300 | 2.5 (25) |
| 10 <100) | Шайбы |
| 10 ГОСТ 1050 | От 0ДО +300 | 2.5 (26) | Гайки |
| От-40 до +450 | 10 <100) | Шайбы |
| 20. 25 ГОСТ 1050. ГОСТ 10702 | От -40 до +425 | 2.5 (25) | Шпильки, болты |
| 10 <100) | Гайки |
| От -40 до +450 | Шайбы |
| 30. 35. 40. 45 ГОСТ 1050. ГОСТ 10702 | От -40 до +425 |  | Шпильки, болты |
|  | Гайки |
| От-40 до +450 | 16 <160) | Шайбы |
| 30Х.35Х.36ХА.40Х ГОСТ4543 | От -40 до +425 | Шпильки, болты |
| От -40 ДО +450 |  | Гайки |
| От -70 до +450 | Шайбы |
| 30Х ГОСТ 4543 | ГОСТ 10^93 | От -50 ДО +200 | 63 (630) | Гайки |
| 09Г2С ГОСТ 10261, категории 7 | СТП 26.260 2043 | От -70 ДО +425 | 16 (160) | Шпильки, болты, гайки |
| От-70 до +450 | Шайбы |
| 10Г2 ГОСТ 4543 | От-70 до +425 | Шпильки, болты, гайки |
| От -70 до +450 | Шайбы |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | Допустимые переметом эксплуатации | |  |
| Меркл стели | Текничесние  требоаанкя | Темлерегуре стенки. \*С | Дееление среды.  МПе (ktcJcm2). не более | Назначение |
| 18Х2Н4МА ГОСТ 4543 |  | От \*70 до т-400 | 16(160) | Шпильки, болты, гайки |
| СТП 26260.2043 | От-70 до ■•■450 | Шайбы |
| 12X13. 20X13. 30X13 ГОСТ 5032 |  | От -30 до \*475 | 10(100) | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 20X13 ГОСТ 18963 | ГОСТ 20700 | ОтОдо +450 | Не ограничено | Шпильки, болты, шайбы |
| ОтОдо +510 | Гайки |
| 10Х17Н13М2Т. ЮХ17Н13МЗТ. 08Х17Н15МЗТ. 31Х19Н9МВБТ ГОСТ 5632 | СТП 262602043 | От -70 до +600 | 16(160) | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 31Х19Н9М6БТ ГОСТ 5949 | ГОСТ 23304. ГОСТ 20700 | ОтОдо \*625 | Не ограничено | Шпильки, болты, гайки |
| 06ХН28МДТ ГОСТ 5632 |  | От-70 до +400 |  | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 10Х14Г14Н4Т ГОСТ 5632 |  | От-70 до+500 | 16(160) | Шпильки, болты |
| 07Х21Г7АН5 ГОСТ 5632 | ЛТП ОЛ ОЛЛ^ЛЛ | От-70 до +400 |
| 08Х15Н2464ТР ГОСТ 5632 | VIII | От-70 до +600 |  | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 07Х16Н6 ГОСТ 5949 |  | От-40 до +325 | 10(100) |
| 10Х11Н22ТЗМР ГОСТ 20700 | ГОСТ 20700 | От -70 ДО +650 | Не ограничено | Шпильки, болты, гайки |
|  |  | От -40 до +450 |  | Шпильки, болты |
| 30ХМ. 30ХМА. 35ХМ ГОСТ 4543 | СТП 262602043 | От-40 до +510 | 16(160) | Гайки |
|  |  | От -70 до +450 |  | Шайбы |
| 40ХФА ГОСТ 4543 | ГОСТ 10\*94 | От -50 ДО +400 | 80 (800) | Шпильки |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Марк\* стали | Текничеоие  требоеаикя | Допустимые параметры эксплуатации | | Назначение |
| Температура станки. \*С | Давление среды.  МПа {«rcJcM2). не более |
| 25Х1МФ ГОСТ 20072 | СТП 202002043 | От-50 до \*Я0 | 80 (800» | Шпилым. болты |
| От-50 до «-540 | 18(160) | Гайки |
| От -70 ДО \*540 | Шайбы |
| 25Х2М1Ф ТУ 14-1-652 | От-50 до \*510 | 18(180) | Шпильки, болты, гайки |
| От -70 до \*540 | Шайбы |
| 25Х2М1Ф ГОСТ 20072 | ГОСТ 20700 | От-50 ДО \*540 | На ограничено | Шпильки, болты |
| ОтОдо \*505 | 10(100) | Гайки |
| ГОСТ 10<«4 | От -50 до \*510 | Шпильки |
| 23Х1М1Ф1ТР. 20Х1М1Ф1БР ГОСТ 20072 | СТП 202002043 | От -50 до \*565 | 18(160) | Шпильки, болты, гайки |
| От-70 ДО \*505 | Шайбы |
| ГОСТ 20700 | От-50 до \*580 | На ограничено | Шпильки, болты, гайки |
| 15ХМ ГОСТ 4543 | СТП 202002043 | От -70 ДО \*505 | 18(160) | Шайбы |
| ГОСТ 20700 | ОтОдо \*545 | На ограничено |
| 20ХНЗА. 10Г2 ГОСТ 4543 | СТП 202002043 | От-70 до +425 | 16(160) | Шпильки, болты, гайки |
| От-70 ДО \*450 | Шайбы |
| 37Х12Н8Г8МФБ ГОСТ 5032 | От -40 до +450 | Шпильки, болты, гайки |
| От -70 до \*000 | Шайбы |
| 12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т ГОСТ 5032 | От -70 до \*600 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |

ГОСТ 32569—2013

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Меркл стели | Текничеогие  требоалнкя | Допустимые переметом эксплуатации | | Назначение |
| Темлерегуре стенки. \*С | Дееление среды.  МПе (ktcJcm2). не более |
| 45Х14Н1462М ГОСТ 5622 | СТП 26.260.2043 | От -70 до +600 | 16(160) | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 18Х12ВМБФР ГОСТ 5682 | От -40 до+550 | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| 12Х1МФ ГОСТ 20072 | ГОСТ 20700 | От-40 до +570 | Не ограничено | Шайбы |
| 08Х16Н13М2Б ГОСТ 5682 | От-70 до +625 | Шпильки, болты, гайки |
| От-70 до +650 | Шайбы |
| ХН358Т ГОСТ 5632 | От -70 ДО +650 | Шпильки, болты, гайш |
| 06Х22Н6Т. 05Х21Н6М2Т, 14Х17Н2 ГОСТ 5632 | СТП 26.260.2043 | От -40 до+200 | 16(160) | Шпильки, болты, гайки, шайбы |
| От-70 до +350 | 20(200) |

ГОСТ 32569—2013

**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 эиыев время, т. е. пооыикимо (снижение) давле-  
►мя в трубопроводе при повышении (снижвмы) температуры стенки должны осуществляться в соответстет  
с графиком на рисуисе Б.1.**

**Р,**

*Pi*

*U Ч*

Р, — давление пуска. Рг — давление рабочее. I, — минимальная температура воздуха, при которой допускается вуск  
трубопровода под давлением Р,. ^ — ммимальмая температура, при которой сталь и ее сварные соединения допускаются  
для работы год давлением е соответствия с требованиями приложения А. таблица А.1

**Рисунок Б.1 — Грэфмс зависимости давления от мимшалъных температур при пуосе**

**Б.2 Давление пуска Р, принимают согласно табгьще Б.1 в зависимости от рабочего давления** Рт**Таблица Б.1 — Давление пуска в зависимости от рабочего давления**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Р2.МПа | Менее 0.1 | От 0.1 до 0.3 | Болев 0.3 |
| Р,.МПа | Рг | 0.1 | 0.35Р2 |
| Примечание — При температуре 12 £ U давпемю пуска Р\ приммэется равным рабочему даелекюо Р2. | | | |

**Достижение давлений Р, и Р2 следует осуществлять постепенно, по 0.25Р, или 0-25Р2 в течение часа  
с 15-минут>ыми выдержками давлений на ступенях 0.25Р, (0,25Р2); 0.5Pt (0.5Р2): 0.75Р, (0.75Р2). есгм нет других  
указаний в проектной документации.**

**Б.З Величины температур и f2 принимают по тэбгмце Б**2 **в зависимости от марки сталей.**

Таблица Б-2 — Определение температур f, и /2 в зависимости от марки стали

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Мари стали | Минимальная температура воздуха Г,.\*С | Минимальная температура стеши трубопровода 1^. \*С | Допускаемая средняя температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 е районе расположения трубопровода |
| СтЗсо4. СтЗпс4. СтЗГпс4. СтЗся5 | Минус 40 | Минус 20 | Не ниже минус 40\*С |
| 10. 20 | Минус 30 |
| 10Г2. 15ГС | Минус 60 | Минус 40 | Не регламентируется |
| 09Г2С | Минус 60 |
| 15ХМ. 12Х1МФ. 15Х1М1Ф и все Cr-Мо стали | Минус 40 | 0 | Не ниже минус 40\*С |
| 20ЮЧ | Минус 40 | Не регламентируется |
| 08Х22Н6Т. 08X21Н6М2Т | Минус 60 |
| Все аусгемттные стали | Не регламен- тируется | Не регламен- тируется |

Скорость подъема (снокения) температуры должна быть не более 30 \*С в 1 н. если нет других указамй  
в технической документам»\*\*

**Приложение В  
(рекомендуемое)**

Расчетно-экспериментальные методы и средства защиты  
трубопровода от вибрации

**В.1 Технические решения по снижению пульсации потока, вибрации трубопровода и виброзащите окру-  
жающих объектов**

**Вибрацию смокают уменьшен мои или овттием возмущающих воздействий. При этом необходимо в первую  
очередь устранить рвэонаноые колебания путъсирукхиего потока и отстроить от возможного совпадения резо-  
нансы потока и механической систем\*.**

**Применяют следующие способы отстроит систем! от резонансных копебамм газа.**

**а) изменение дшн и диаметров участков трубопроводной системы, если это допускается компоновкой  
системы:**

**б) установка диафрагм, которые рассеивают энергию колебаний газа и изменяют эмплитудно-чэсготтый  
спектр газа в трубопроводной системе. Ориентировочно диаметр расточки диафрагм составляет 0.50. Олтимать-  
ньм диаметр рэстожи диафрагмы** d. **обеспечивающий эффективное гашение пульсации, для однофазных пото-  
ков может быть определен по формуле**

d-DtVVCp'2\*. (В-1)

**где — средняя асорость газа в трубопроводе, м/с:**

**С — скорость звука в газе. м/с.**

**Для двухфазшх потоков этот диаметр**

**d = D( 1.5;)°» (В.2)**

**где** \ **— коэффициент пщраедечесхого сопротивления диафрагмы:**

**в) установка буферных емсостей с цегью уменьшения ампдетуды пульсашы давления за счет рассейвз-мя  
энергии, затрачиваемой на возбуждедев массы газа в объеме буферной ееаоости. и изменения спектра собствен-  
ных частот колебатй. Для наиболее эффективного гашения колебаний буферную емкость устэнавдевают непос-  
редственно у источмка возбуждения колебаний (цилиндр компрессора). На неосотысо цидендров одной стутххы  
целесообразно устанавливать общую емкость:**

**г) установка акустичеомх фильтров в тех случаях, когда воэмткает необходимость в знэ-мтегъном снижены  
колебаний, в требующиеся для этого габаритные размеры буферной еисости превышают допустимые по услови-  
ям компоновки. Акустический фильтр характеризуется четким декретным спектром полос пропусками! и гаше-  
►мя частот колвбамы газа:**

**д) изменение температуры и давления нагнетания компрессора, если это возможно по технологии  
работы. От этих параметров зависят величины плотности продукта и аеорости звука, влияощие на частотный  
спектр системы:**

**е) интерференционный способ гашения пульсаций, который эффективен в got узкой полосе частот коле-  
баний. Этот способ предусматривает применение специальных ответвлений или петель, дгаыу которых подбира-  
ют равной нечетному числу полуволн:**

**ж) ствтамю в одной трубопроводной системе различных способов гашения пульсаций. Так. возможна  
установка диафрагм на входе в емкость или на выходе кэ емкости. При этом размеры емкости могут быть умень-  
шены примерно на 30 % по сравнение с емсостью без диафрагм\*. Долодеительныв потери давления при уста-  
новке диафрагмы меньше, чем дополнительные потери при резонансных колебаниях.**

**Последоватегъносгь проведения отстроим от реэонаноых колебаний, а также снижения колебаний дав-  
ления 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.2.1 В трубопроводных обвязках поршневых машин максимальная энергия приходится на низшие гармо-  
мжи. Расчеты допустимо проводить по нвекотьким первым (до 3—5) собстеенньы частотам каждого пролета и  
осуществлять отстройку по этим значениям.**

**Для устранения механичесхих резонансов проводят корректировку трубопроводной системы.**

**Спектр собственных частот любой механической системы зависит от ев объекто-конструктивных решетмй.  
условий закрепления и инерционно-жвсткостных параметров. Для трубопроводных систем такими параметрами  
являются:**

* **число участков, расположенных между опорами, их конфигурация:**
* **падение сосредоточенных масс и их ведечина:**
* условия отирания.
* **упругие опоры и их характеристики жесткости:**
* **инерционно-жесгкостные параметры участков.**

**Сосредоточен ■ х\*о массы уее/мчиеают инерционные характеристики и ойкают значения собственна  
частот. Практически понижение значения собственной частоты способом включения дополнительной массы  
может быть эффективным при вегичные массы, соизмеримой с массой участка.**

**В реальных системах сосредоточенные массы конечных размеров увеличивают жесткость системы. В богъ-  
имнстве случаев в реальных трубопроводных системах сосредоточенные массы имеют самостоятегъные опоры  
и могут рассматриваться как разделители системы на независимые, с жесткими заделками в точках присоедине-  
ния масс.**

**Ужесточение системы включением дополнительной массы — фактор конструктивного увеличения соб-  
ственной частоты. Влияние масс в каждом конфетном случае может быть получено только расчетом всей систе-  
№ в целом.**

**В.2.2 Собственные частоты трубопровода зависят от условий закрепления его концевых и промежуток иых  
участков. При применении скользящих односторонних опор необходимо предварительно провести расчет на  
статическую прочность и убедиться е том. что соответствующие односторонние связи замкнутые. При отключены  
одаосгоропюй опоры (в случае разомкнутой связи) е исходных данных для расчета собсгвеных частот принима-  
ют суммарную длныу пролета между двумя соседними опорам\*, что может существенно снизить значение соб-  
ственной (пэрциа/ьной) частоты участка.**

**Целесообразность применения упругих опор определяют по результатам расчета. Упругие опоры, умень-  
шая эквивалентную жесткость всей системы, оижают маним границу частотного диапазона участка и систем\*.  
Применение их эффективно при отстройке от резонанса в сторону уменьшения значений собственных частот.**

**В.2.3 Необходимость отсгройю\* трубопроводной системы от резонансов определяют по каждому из потем-  
ш\*ально возможных механизмов возбуждения вибрации согласно 9.4.**

**Для вывода системы за предел\* резонанса достаточно изменить длину участка на 15 %—20 %. Следует  
вначале проводить корректировку в сторону увеличения т. е. сокращения длнеы пропета. При каждом вновь  
принятом хэчении длины пропета проверяют условия согласно 9.4 по всем возмущающим частотам. В случае  
вывода системы из зоны одаого и входа в зону другого резонанса систему корректируют по новому резонанс-  
ному режиму. При невозможности корректировки в сторону увегычопил корректировку проводят уменьше-  
нием** ft, **т. в. удлинением участка, определяющего /(.**

**В.2.4 При ограничении возможностей варьирования** длиной **пролета отстройку систем\* от резонансе про-  
водят выбором типа опор и подбором их жесткости. Изменение расположения сосредогоченмых масс задается  
рэсчетчнсом толыю при налнеии в системе сосредоточенных масс. При их отсутствии специально вводить сосре-  
доточение дополнительные массы для изменения спектра частот следует толью при невозможности примене-  
ния других способов отстройки от реэон«анса.**

**В.2.5 При неэффективности способов, изложенных в В.2.1—В.2.4. необходимо изменить геометрию систе-  
мы. обоспыме свободу вариации максимагь i ю спрвммв трассу, по возможности избегав лишних поворотов.  
При этом способе необходимо проведение поверочных расчетов трубопровода на прочность и жест гость.**

**При неэффективности способов, изложенных е В.2.1—В.2.5. изменение инеречонно-жестюстных парамет-  
ров трубопровода обеспечивают варьированием диаметра трубопровода.**

**При наличии специальных инерииокно-яесткостных гасителей, антивибраторов, исходя из экономической  
и технической целесообразности их применения, просчитывают варианты частотных спектров систем\* с гасите-  
лям. и по формам колебаний дают оценку их эффективности.**

**Корректировку трубопроводной системы для устранения механического резонанса проводят для каждого  
механизма возбуждения колебаний не менее чем по пяти гзрмонисам и по «ислу собственных частот колебаний  
системы нгы по удвоенному значению числа участков системы.**

**В.З Инструментальное обследование и мониторинг трубопроводных систем и нагнетательных машин  
при пуске и эксплуатации**

**В.3.1 Инструментальные обследования вибрации**

**В.3.1.1 Целями обследования являются:**

* **измерение уровней вибращы трубопроводов, сравнение их с допускаемым (см. В.4.2);**
* **определение степени опасности вибрации:**
* **анализ спектров вибрации, диагностика частотных спектров виброеозмущении и их интенсивности;**
* **оцонкса уровней вибрации элементов нагнетательных маши (габлнклы В.З—В.9) как источников вибрации;**
* **измерение уровней пульсации давления, сравнение их с допускаемый. определение необходимости их  
  снижения:**
* **определение необходомости а\*брозащиты окружающих объектов:**
* **составление заключения о необходимости периодического или постоянного мониторинга вибрации трубо-  
  проводов и нагнетательных машин.**

**В.3.1.2 Измерения вибрации вькюлняют в следующем порядке:**

**Измерение в каждом намеченном сечении проводят по трем осям. Пртимают следующие направления**

**осей:**

* **У — по оси вала маими:**
* X **— в горизонтальной плоскости;**
* Z **— нормально к плоскости ХУ.**

**Направление У выдерживают по всей трассе для каждого участка.**

**Того\* измерения;**

* **нагнетзтетъная машма — тори\* цилыдров. нагнетательные патрубки, фумдамектаме болты;**
* **опоры трубопровода;**
* **середина каждого пролета между опорами, при наличии в пролете между опорами отводов — на концах  
  отвода.**

**Определяют частотный спектр еибрацт Измеряют раэмахи виброперемещетй:**

* **общий {суммарный) уровень.**
* **для каждой частотной составляющей спектра.**

**Во время измерений фиксируют режим нзгружеьия трубопровода:**

* **состав перекачиваемой среды:**

**- температура на каждом участке:**

* **давление.**
* **производительность;**
* **время и дата проведения измерений.**

**При меняющихся режимах экслпуатащм требуются измерения на 3—4 режимах произеодитегъносги. Ре-  
зультаты измерений протокогмруются с указанием исполнителей.**

**В.3.2 Мониторинг системы**

**В.3.2.1 Вид мониторинга (периодический или постоянный) вибрации трубопроводных систем определяется  
проектной документацией игм назначается по результатам инструментальных обследований.**

**При периодическом мониторлгв выполняются все требования В.3.1. Периодичность измерений вибра-  
LMH при опорных уровнях не выше 2 (согласно В.4.2 ) назначают не реже одного раза в месяц; при значениях  
вибрации, приближающихся с 3-му уровню — не реже одоого раза в неделю. При стабилизации вибрации около  
3-го уровня в течете 4 измерений (1 месяц) допустимо увеличить лериодомостъ до одного месяца.**

**При возрастании уровня с 3-го до 4-го необходим ежедневный мониторинг, а при достижении средних  
эочений размаха вибрации в полосе 3-го—4-го уровней требуется срочная остановка и реконструкция систем\*.**

**В.3.2.2 При стационарном мониторинге предусматривается:**

* **на нагнетательных машинах — не менее одной точки фиксации (по X.** У, **Z);**
* **на трубопроводных системах — не менее чем в трех точках по трассе.**

**Допускается фиксация уровней вибрации для каждой точки по одному или двум наиболее виброопэсшм  
направлениям.**

**По макгииагьмым уровням аэрации to ятях илмпчпины» точек по трагге и коорптетам аь^мратт ые  
метро двух для вклочения сигнализации достижения аварийного уровня.**

**В.4 Нормирование пульсации потока и вибрации трубопроводов**

**В.4.1 Пульсация потока продукта**

**Неравномерность потока ограничивают а зависимости от рабочего давления (таблша В.1).**

Таблица В.1 — Ограничения неравномерности пугъсации потока

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Рр. МПа | <0.5 | Се. 0.5 до 1.0 | Се. 1.0 до 2.0 | Се. 2.0 до 5.0 | Се. 5.0 |
| S.% | 4—8 | От 4 до 6 | От 3 до 5 | От 2 до 4 | От 2 до 3 |

Для всасывающих линм нефтлюго газа допускается бйльшее значение пугьсации давления.

1. Вибрации трубопроводов

Их нормируют по эмллггуде виброперемещений в зависимости от частоты вибрации.

Различают четыре опорных уровня вибрации:

1. — расчетами при проектировали\*;
2. — допускаемый при эксплуатации:
3. — требующий исправления, реконструщин системы;
4. — уровень появления аварийных ситуаций.

В таблице В.2 даны дискретные значст ил долускэемнх значений вибрации трубопроводов для фиксиро-  
ванных частот.

**Таблица В** 2. **— Допускаемые значения амплитуд вибрации трубопроводов S4, шм**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Уровень | Частота. Гц | | | | | | | | | |
| 2 | 4 | б | в | 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 |

**Соогэетстро**1**чо в диапазонах уровня:**

1. **2 — удовлетворите^\*\*» состояние трубопроводов;**
2. **3 — допускаемое значение, контроль:**
3. **4 — повышенный контроль, возмохош отказы, необходимы исправление, реконструкция:**

**выше 4 — экстренное исправление.**

**Практически для большинства трубопроводных обвязок насосов и компрессоров главные амплитудте  
составлявшие процессов вибрации определены с диапазоном частот до 60 Гц.**

**При мониторинге вибрососгоямтя трубопроводов в условиях эксплуатации с целые оценки и выявления  
причин повышенных уровней вибрации необходимо иметь, кроме уровней пульсащы давлемтя. информацию об  
уровнях вибрации компрессоров, насосов, фундаментов и ъ п.**

**Оцему вибрационного состояния насосов и компрессоров, за исключением поршневых ыашт с но\*ы  
нальной скоростью от 120 до 15000 шит'. проводят по средним квадрапвыым значениям аибросхорости. мм№.  
и еиброперемещеты. мкм. в соответствии с {22}. В остальных случаях, не предусмотренных в указанных  
стандартах, для оценки вибрации используют приводимые далее (таблкде В.З—8.10) допустимые амплитуды  
вибрации узлов и элементов нагнетательных машин.**

**Таблица В.З — Насосы**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Частота вращения вала. Гц | <12.5 | 12.5—16.5 | 16.5—25 | 25—50 | > 50 |
| Допустимая амгиытуда вибрации Sa. мкм | 120 | 100 | 80 | 60 | 50 |

**Таблица В.4 — Фундаменты поршневых машин**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Частота колебашм. Гц | <3.5 | 3.5—8 | 8—25 | 25—50 |
| Допустимая ампгытуда вибрации Sa. мкм | 400 | 200 | 100 | 50 |

**Таблица В.5 — Фундаменты электродвигателей**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Частота колебаний. Гц | <8 | 8—12.5 | >12.5 |
| Допустимая ампштуда вибрации мкм | 200 | 150 | 100 |

**Таблица В.6 — Фундаменты турбоагрегатов**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Частота колебаний. Гц | <25 | 25—50 | >50 |
| Допустимая ампштуда вибрации S\*. мкм | 100 | 70 | 40 |

**Таблица В.7 — Цилиндры и межступенчатые аппараты поримевых машин**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Частота колебаний. Гц | < 10 | >10 |
| Допустимая амплитуда вибрации Sa. мкм | 250 | 200 |

**Таблица В.8 — Подшит дни турбоагрегатов**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Частота колебаний. Гц | 25—50 | 50—60 | 80—135 | >135 |
| Допустимая ампштуда вибрации S,. мкм | 95 | 20 | 13 | 1.5 |

**Таблица В.9 — Подшигмяси электродвигателей**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Частота колебаний. Гц | <12.5 | 12.5—16.5 | 16.5—25 | 25—50 |
| Допустимая амплитуда вибращы S,. мкм | 60 | 65 | 50 | 25 |

**Таблица 8.10 — Рабочее место машиниста**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Частота колебаний. Гц | <3 | 3-5 | 5-8 | 8-15 | 15-30 | >30 |
| Допустимая ампжтуда вибращы Sa. мии | 300 | 200 | 75 | 25 | 15 | 5 |

Приложение Г  
(обязательное)

Таблица Г.1 — Предегы применения, виды обязательных испытаны и контроля стать\* для флакде. лее,  
прокладок и креоеэоых деталей для давления свыше 10 МПа (100 кгс/ем\*)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка стали, стандарт идя ТУ | Техническая  требования | Наименование  детали | Предельные  пяреыетры | | Обязательные | | | | | | Контроль | |
| Темпера- тура стенки. •С. не более | Давление номиналь- ное. МПа <кгс/ом-‘> не более | Л | С\* | О |  | кои | а  X | «  \*  с  о  я  ф  о  я  Ф  \*  •  сг | ф  if  ft  ф  X |
| 20  ГОСТ 1050 | ГОСТ 10493 | Линзы | От -40 до +200 | 32 (320) | + | + | 4- | - | ♦ | + | + | ♦ |
| Ов. 10 ГОСТ 1050 | ОСТ 26-01-49—82 | Прокладки  металлические | От -40 до +250 | 32 (320) | 4- | \* | 4- | - | ♦ | + | ♦ |  |
| 35. 40. 45 ГОСТ 1050 | ГОСТ 9399 | Фланцы | От -40 до +200 | 32 (320) | 4- | ♦ | 4- | ♦ | ♦ | + | + | - |
| ЭОХ  ГОСТ 4543 | ГОСТ 9399; ГОСТ 10495 | Флан1\*<. гайки | От -50 до +200 | 63 (6Э0) | 4- | ♦ | 4- | + | ♦ | + | + | - |
| 35Х.38ХА.40Х ГОСТ 4543 | ГОСТ 9399 | Фланцы | От-50 до +400 | 80 (800) | 4- | ♦ | 4- | ♦ | ♦ | + | + | - |
| ГОСТ 10494 | Шпильки | От-50 до +200 | 63 (6Э0) | 4- | \* | 4- | ♦ | ♦ | + | + | - |
| ГОСТ 10495 | Гайки | От-50 до +400 | 80 (800) | 4- | ♦ | 4- | - | ♦ | + | - | - |
| 40ХФА ГОСТ 4543 | ГОСТ 10494 | Шпильки | 4- | ♦ | 4- | \* | ♦ | + | + | - |
| 14ХГС ГОСТ 19281 | ГОСТ 10493 | Линзы | От-50 до +200 | 63 (6Э0) | 4- | \* | 4- | - | ♦ | + | ♦ | + |
| 15ХМ  ГОСТ 4543 | От -50 до +400 | 40 (400) | 4- | ♦ | 4- | - | ♦ | + | + | ♦ |
| 15ХМ  ГОСТ 4543 | ОСТ 26-01-49—82 | Прокладки | От -40 до +350 | 32 (320) | 4- | + | 4- | - | ♦ | + | + | ♦ |
| Э0ХМА ГОСТ 4543 | ГОСТ 10494 | Шпильки | От-50 ДО +400 | 80 (800) | 4- | + | 4- | ♦ | ♦ | + | + | ~ |
| ПОСТ 10495 | Гайки | От  -50 до +510 | 100 (1000) | 4- | \* | 4- | - | ♦ | + | - | - |
| ГОСТ 9399 | Фланцы | От-50 до +400 | 80 (800) | 4- | \* | 4- | ♦ | ♦ | + | + | - |
| ГОСТ 10493 | Линзы | 4- | ♦ | 4- | - | ♦ | + | + | 4- |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка стали, стандарт ели ТУ | Технические  требования | Нахыемо\*акие  детали | Предельные  параметры | | Обязательные  испытанна | | | | | | Контроль | |
| Темпера-  тур\*  стенки. \*С. не более | Давление  ноыинаяъ- нос. МЛа <«ге/см\*). не белее | е |  | е |  | g | 5 | с  S  е  о  ж  g  о  ж  $  Ф  et | ф  s  « > !  Н  ф  X |
| 35ХМ  ГОСТ 4543 | ПОСТ 10494 | Шпильки | От -50 до +400 | 80 (800) | + | + | 4- | + | ♦ | + | + | - |
| ПОСТ 10495 | Гайки | От-50 до +510 | 100 (1000) | + | + | 4- | - | ♦ | + | - | - |
| ГОСТ 9399 | Фпанды | От -50 до +400 | 80 (800) | + | + | 4- | + | ♦ | + | + | - |
| 25X1МФ ГОСТ 20072 | ПОСТ 10494 | Шпильки | От -50 до +510 |  | 4- | + | 4- | ♦ | ♦ | + | + | - |
| ПОСТ 10495 | Гайки | От-50 до +510 |  | 4- | + | 4- | - | + | + | - | - |
| ГОСТ 9399 | Фпащы | От-50 до +510 |  | 4- | + | 4- | + | ♦ | + | + | - |
| 25Х2М1Ф ГОСТ 20072 | ПОСТ 10494 | Шпильки | От-50 до +510 | 100 (1000) | 4- | ♦ | 4- | + | ♦ | + | + | + |
| ГОСТ 9399 | Фланцы | От -50 до +510 | 4- | ♦ | 4- | + | ♦ | + | + | 4- |
| 18ХЗМВ ГОСТ 20072 | ПОСТ 10493 | Линзы | От-50 до +510 |  | 4- | ♦ | 4- | - | ♦ | + | + | + |
| 20ХЗМВФ ГОСТ 20072 | ГОСТ 9399 | Фпанды | От-50 до +510 |  | 4- | ♦ | 4- | + | ♦ | + | + | - |
| 20ХЗМВФ ГОСТ 20072 | ПОСТ 10493 | Линзы | От -50 до +510 |  | 4- | ♦ | 4- | - | ♦ | + | + | 4- |
| 12Х18Н10Т ГОСТ 5632 | ПОСТ 10493 | Линзы | От-50 до +400 | 40 (400) | 4- | ♦ | 4- | - |  | + | + | ♦ |
| ОСТ 26-01-49—82 | Прокладки  металлические | От -40 до +350 | 32 (320) | 4- | 4- | 4- | - | ♦ | + | + | ♦ |
| 10X17H13M3T. 08Х17Н15МЭТ ГОСТ 5632 | ПОСТ 10493 | Линзы | От-50 до +400 | 40 (400) | 4- | + | 4- | - | ♦ | + | + | + |
| ОСТ 26-01-49—82 | Прокладки  металлические | От -40 до +350 | 32 (320) | 4- | + | 4- | - | ♦ | + | + | 4- |
| ХН35ВТ ГОСТ 5632 | ПОСТ 10494 | Шпильки | От-50 до +650 | 40 (400) | 4- | + | 4- | ♦ | ♦ | + | + | - |
| ПОСТ 10495 | Гайки | От-50 до +600 | 4- | + | 4- | — | - | + | - | - |

*Окончание таблицы Г. 1*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | Предельные  параметры | | Обязательные  испытания | | | | | | Контрол» | |
| Мары стали, стандарт или ТУ | Технические  требования | Неименоаакие  детали | Теилера-  тура  \*С.яе  более | Давление ноииналь- мое. МПа (crcfeM\*). не более | е%  е | г | о |  | g | 5 | с  S  е  о  ж  о  о  ж  $  Ф  et | ф  s  в > !  Н  ф  X |
| ХН35ВТ ГОСТ 5632 | ГОСТ 9399 | Фланцы | От-50 до +540 |  | + | + | + | + | ♦ | + | + | - |
|  | ГОСТ 10494 | Шпильки | От-70 |  | + | + | + | + | ♦ | + | + | - |
| 45Х14Н14В2М ГОСТ 5632 | ГОСТ 10495 | Гайки | до +600 |  | + | + | + | - | - | + | - | - |
| ГОСТ 9399 | ФЛЗЯДЫ | От-50 до +540 |  | + | ♦ | + | + | ♦ | + | + | - |
| 08Х15Н24В4ТР ГОСТ 5632 | ГОСТ 10494 | Шпильки | От-270 до +600 | 40 (400) | + | ♦ | + | + | «\* | + | + | - |
| ГОСТ 10495 | Гайки | От-270 |  | + | ♦ | + | - | - | + | - | - |
|  | ГОСТ 9399 | Фланцы | до +600 |  | + | + | + | + | ♦ | + | + | - |
| 31Х19Н9МВБТ ГОСТ 5632 | ГОСТ 10494 | Шпильки | От -50 до +625 |  | + | + | + | + | ♦ | + | + | - |
| 31Х19Н9М8БТ | ПОСТ 10495 | Гайки | От-50 до +600 |  | + | + | + | - | - | + | - | - |
| ГОСТ 5632 | ГОСТ 9399 | Фланцы | От-50 до +540 |  | + | + | + | + | ♦ | + | + | - |

**Таблица Г.2 — Поковки для давления свыие 10 МПа (100 №оЪм3}**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мары стали, стандарт или ТУ | Технические  требования | Предельные  параметры | | Обязательнее | | | | | | Контроль | | | |
| Темпера- тура стены. ’С. не более | Давление номинал ь> нее. МПа (кг с/см\*), не более | 0 | ф  о | о | - | ' | в  X | ф  а  £>  ж  >.  а  5  о  а  ж  ф  3 | с  S  с  ф  ж  ф  2  Ж  § | 1. X ж   V в   1. \*   И  •  X | мкк |
| 20  ГОСТ 1050 | ГОСТ 22790:  СТО 00220227-006— 2010 | От-40 до +450 | 32 (320) | + | + | + | + | + | + | + | + | - | + |
| 20ЮЧ  ТУ 26-0303-1532—84 | ГОСТ 22790 |  |  | + | + | + | + |  |  | - | + |
| 10Г2  ГОСТ 4543 | От-50 до +450 | 50 (500) |  | + | + | + | + | + | ♦ | + | - | + |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марса стали, стандарт или ТУ | Технические  требования | Прелельмдо  параметры | | Обязательные | | | | | | Контроль | | | |
| Темпера< тура стенки 'С. не более | Давление поминаль- ное. МПа (кгс/се\*). не более | \* |  | с | - | • | а  Z | «  Ql  Ж  ж  ж  о  ь  О  а  ж  <Р  3 | с  s  с  1\*  V  с  к  ж  $ | 0  h   1. 9   II  •  Z | ж  ж  3 |
| 15ГС  ОСТ 108.030.113-87 | ГОСТ 22790; СТО 00220227-006— 2010 | От -40 ДО +400 | 63 (630) | + | + | + | + | + | + | + | ♦ | - | + |
| 16ГС  ГОСТ 19281 | ГОСТ 8479. группа IV; СТО 00220227-006— 2010 | От-40 ДО +450 | + | + | + | + | + | + | ♦ | \* | - |  |
| 09Г2С ГОСТ 19281 | ГОСТ 22790; СТО 00220227-006— 2010 | От -50 ДО +400 | ♦ | + | + | ♦ | + | + |  | ♦ | - |  |
| 14ХГС ГОСТ 19281 | От -50 до +400 | + | + | + | + | + | + | + | ♦ | - |  |
| 30ХМА ГОСТ 4543 | 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 | От-20 до +510 | 80 (800) | + | + | + | + | + | + | ♦ | 4- | - |  |
| 20Х2МА. 22X3W СТО 00220227-006- 2010 | ГОСТ 22790; СТО 00220227-006— 2010 | От -40 до +475 | + |  | + | ♦ | + | + |  | ♦ | - | + |
| 18ХЗМФ ГОСТ 20072 | От -50 до +475 | ♦ | + | + | ♦ | + | + | \* | ♦ | - |  |
| 20ХЗМ8Ф ГОСТ 20072 | От -50 до +510 | 100 (1000) | ♦ | ♦ | + | ♦ | + | + | ♦ | + | - |  |
| 15Х5М ГОСТ 20072 | От -40 до +540 | 40 (400) | + | + | + | + | + | + | ♦ | ♦ | - | ♦ |
| 03X17H14M3.  10Х17Н13М2Т.  10Х17Н15МЗТ.  08Х17Н15МЗТ,  08X18Н1 ОТ.  08Х18Н12Т  ГОСТ 5632 | От -50 до +510 | + |  | + | - | - | - |  | ♦ |  | + |

*Окончание таблицы Г.2*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Мари стали, стандарт или ТУ | Технические | Предельны\*  параметры | | Обязательные | | | | | | Контроль | | | |
| Темпера- тура станем. •С. не более | Давление номиналь- ное. МПа (кгс/см3). не более | to  0 |  | с | - | кси | 9 | •  А  >.  to  5>  О  to  О  9  9  в  3 | с  X  с  9  в  9  to  ш  9  \*  Ф | 9  X  8 в  1 \* 1 9  и  1 \* •  Z | МКК |
| 12Х18Н10Т. 12Х18Н12Т ГОСТ 5632 | ГОСТ 22790:  СТО 00220227-006— 2010 | От -50 ДО +510 | 40 (400) | + | + | + | - | - | - | ♦ | ♦ | + | ♦ |

**Примечания**

1. **Нормируемые показаrerw и объем контроля должны соответствовать указанным в нормативно-  
   технической документацю\*.**
2. **Контроль механических свойств при испытамсях на растяжение и ударный изгиб производится в  
   соответствии с нормативной документацией. Испытатя на ударный изгиб на образцах с концентратором  
   типа V (KCV) проводятся по требованию.**
3. **Испытэмео на схлонностъ с МКК должны подвергаться поковки из коррозионно-стойких сталей при  
   величии требоаэмм в технической документации.**

**Таблица Г.З — Объемы входного контроля металла сборочных единиц и элементов трубопроводов для  
давления свыше 10 МПа (100 кгс/см2)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Материалы и | вид контроля | Объем контроля |
|  | Анализ сертификатных да»\*шх |  |
|  | Осмотр наружной и внутренней поверхностей |  |
|  | Проверка маркировки | 100 % |
|  | Контрогь наружного диаметра и толщины стеми |  |
|  | Магнитная /уафяктппЕппия m наружном поплру-  ности | 100 % труб с карумьм диа- метром менее 14 мм |
|  | Проверка стилосхопом напичтя хрома, вольфра- ма. никеля, молибдена, ванадия, титана в металле труб из легированных марок стагм | 100 % |
| Трубы | Контроль твердости по Бринеллю с обоих концов трубы | 100 % труб с толианой стен- ки 5 мм и более |
|  | Испытание на растяжение | 2 трубы от партии |
|  | Испытание на ударшй изгиб | 2 трубы от партии с толщююй стами более 12 мм |
|  | Контроль загрязненности неметаллическими включениями (при отсутствии документа на данный вид контроля) | 2 трубы от партии |
|  | Испытание на раздачу (по гребованмо проекта) |  |
|  | Испыгатме на сплющивание (по требованию про- екта) | 2 трубы от партии с наружньв! диаметром 45 мм и более |
|  | Испытание на изгиб (по требованию проекта) | 2 трубы от партии с нэружньш диаметром менее 45 мм |
|  | Испытание на межкристаллитную коррозию (по требованию проекта) | 2 трубы от партии |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Матераалы \* | вид контроля | Объем контроля |
|  | Анализ сертификатах данью |  |
|  | Внешний осмотр |  |
|  | Проверка иаркировки | 100 % |
|  | Проверка размеров |  |
|  | Магнитопорошковый или капиллярном (цветной) контроль | Выборочно, в местах, где вне- шним осмотром трудов опреде- лить дефекты, а также в местах исправления поверхностных дефектов |
| Поковки | Ультразвуковой контроль | Каждая поковка деталей О 32 мм и более |
|  | Проверка стилоасопом нагмчия хрома, вольфра- ма. молибдена, никеля, ванадия, титана в металле поковок из легированных марок стали | 100 % |
|  | Контроль твердости по Брюнеплю |  |
|  | Испытание на растяжение | 2 поковки от партуы |
|  | Испытате на удэрдой изгиб |
|  | Контроль загрязненности неметаллическими включениями (при отсутствии документа на дашй вид контроля) | Каждая поковка деталей DN < 250 мм |
|  | Испытание на стойкость к МКК (по требованюо проекта) | 2 поковки от партмг |
|  | Проверка наличия сертификатов |  |
|  | Проверка наличия ярлыков на упаковке и соот- ветствия их данных сертификатам | 100 % |
| Электроды | Проверка соответствия качества электродов тре- бованиям ГОСТ 9466 | По одному электроду из 5 пачек от партии |
|  | Проверка сеароч но-тех но логических свойств элек- тродов сваркой тавровых соединений ГОСТ 9466 |  |
|  | Проверка ГОСТ 9466 химического состава и (при наличии требований) содержался ферритной фазы и стойкости к МКК | 1 пачка из партии |
|  | Проверка нагмчия сертификатов и соответствия их да и к. IX требованиям ГОСТ 2246 или ТУ | 100 % |
| Сварочная | Проверка наличия бирок на мотках и соответ- ствия их данных сертификатам | 100 % |
| проволока | Проверка соответствия поверхности проволоки требованиям ГОСТ 2246 или ТУ | 100 % мотков |
|  | Проверка стилоасопом химического состава про- волоки | 1 моток от каждой партии |
| Свэроч-ый флюс | Проверка наличия сертификата и соответствия его данных требованиям ГОСТ 9087 игм ТУ | 100 % |
| Проверка наличия ярлыков на таре и соответ- ствия их данных сертификату |

**Продолжение таблицы** Г.З

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Матермлы \* | вид контроля | Объем контроля |
|  | Проверка нашчия сертификата |  |
| Защитный газ | Проверка наличия ярлыков на баллонах и соот- ветствия их данных сертификату | 100 % |
|  | Проверка «мстоты газа на соответствие сертифи- кату | 1 баллон от партии |
|  | Анализ паспортных данных |  |
|  | Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку |  |
|  | Проверка визуальным осмотром наружных и внут- ренних поверхностей на отсутствие коррозии, треиреч. раковин, забот. повреждений от транспортировки и разгрузки | Каждая деталь |
| Фасожые детат (тройники, переходы, уголыим и Т. №) | Проверка качества обработки уплотпттельных мест и кромок под сварку | Каждая деталь |
| Магнитопорошкоаый или кагмлпяршй (цветной) контроль | Выборочно, в тех местах, где внешним осмотром трудно опре- делить дефекты, а также е мес- тах исправления поверхностных дефектов |
|  | Проверка качества резьбы на присоединенных концах и в гнездах под упорные шпильки (внештм осмотром, резьбовыми калибрами, прокручиванием резьбовых фланцев, игмлек) | Каждая деталь |
|  | Проверка габаритных и присоединительных раз- меров |  |
|  | Проверка стило скопом наличия хрома, никеля. мьямОцень. аичофремм. еанадми. miaHd | Каждая деталь из легирован- нит мерки |
|  | Анализ паспортных данных |  |
| Металлические | Проверка соответствия маркировки ТУ на по- ставку | Каждая прокладка |
| уплотнительные | Визуальньм осмотр уплотнительной поверхности |  |
| прокладки | Магнитопорошковый или кагыллярный (цветной) контроль | В сомнительных случаях |
|  | Проверка геометрических размеров | 2 прокладки от партии |
|  | Анализ паспортных данных |  |
|  | Проварка соответствия маркировки ТУ на по- ставку |  |
| Колена и отводы гнутые | Проверка визуальным осмотром наружных и внут- ренних поверхностей на отсутствие корроаы. греиры, раковин, забот и повреждений от транспортировки и разгрузки | Каждая деталь |
|  | Измерение ультразвуковым методом толщины степи в месте гмба |  |
|  | Измерение овальности |  |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Матераалы \* | вид контроля | Объен контроля |
|  | Ультразвуковой контроль сплошности металла а месте гиба (при отсутствии документа на данный вид контроля) | Каждая деталь |
|  | Магнигопорошкоеый или капиллярный (цветной) контроль | Выборочно, е местах исправ- лен» поверхностных дефектов |
| Колена и отводы | Проверка качества обработки уплотнительных мест и кромок под сварку |  |
| гнутые | Проверка качества резьбы на присоодае петельных концах резьбовыми калибрами или прокручиванием резьбовых фланцев | Каждая деталь |
|  | Проверка габаритных и присоединительных раз- меров |  |
|  | Проверка стилоскооом наличия хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия, титана | Каждая деталь из легирован- ной марки стали |
|  | Анализ паспортных данных |  |
|  | Проверка типа шпилек | Каждая шпилька |
|  | Проверка соответствия маркировхи техническим условиям на поставку | Каждая деталь |
| Шпильки, гайки | Проверка длины шпилек | Каждая ижмлька |
| Проверка визуальным осмотром поверхностей шпилек и гаек te отсутствие корроэю). трещин, рако- вин. забоин и повреждений | Каждая деталь |
|  | Проверка качества резьбы резьбовыми калиб- рами |  |
|  | Проверка качества и толщиш покрытия | Каждая ижмлька |
|  | Внешний осмотр |  |
|  | Мэгнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль (при отсутствны документации на данный! вид контроля) | 100 % |
|  | Радиография или утыразеуковая дефектоскопия (при отсутствие документации на данньм вид конт- роля) |  |
| Сварные  соединения | Измерение твердости основного металла, метал- ла шва. зоны термического влияния (при отсутствии документации на данньм вид контроля) | 100 % соединений из хромо- молибденовых. хромомолибде- ноеагадиееых и хромомопибде- нованадиевольфрамовых ста- лей. 2 соединения из остальных марок стали |
|  | Проверка стилоскопом нали-мя осноошх легиру- ющих элементов, определяющих марку стали в основ- ном и а наплавленном металле |  |
|  | Определение содержания ферритной фазы для caapwx соединений из аустенитных сталей, работаю- щих три температуре свыше 350 \*С (при отсутствии документации на данньм вид контроля) | 100 % |

**Применение материалов в газовых средах**

**Таблица Д.1—Максимально допустимая температура применения сталей е водородсодержащих сре-  
дах. \*С**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Марка ставя | Температура. \*С. при парцяапьмом заменим водорода. МПа (хгоЬм\*) | | | | | | |
| 1.5 (15) | 2.5 (25) | 5(50) | Ю (100) | 20 <200) | 30 (300) | 40 (400) |
| 20. 20ЮЧ. 15ГС. 16ГС. 09Г2С. 10Г2 | 290 | 260 | 260 | 230 | 210 | 200 | 190 |
| 14ХГС | 310 | 300 | 280 | 260 | 250 | 240 | 230 |
| ЗОХМА. 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 |
| 22ХЗМ | 510 | 500 | 490 | 475 | 440 | 430 | 420 |
| 18ХЗМФ | 510 | 510 | 510 | 510 | 500 | 470 | 450 |
| 20ХЗМВФ. 15Х5М.  15Х5М-Ш. 08Х18Н10Т. 08Х18Н12Т. 12Х18Н10Т. 12Х18Н12Т. 03X17H14M3. 08Х17Н15МЗТ.  10Х17Н13М2Т. 10X17H13M3T | 510 | 510 | 510 | 510 | 510 | 510 | 510 |

**Примечания**

1. **Параметры применения сталей, указанные а таблице, относятся также к сварным соединениям при  
   условии, что содержание легирующих элементов в металле шва не ниже, чем в основном металле.**
2. **Сталь марок 15Х5М и 15Х5М-И1 допускается применять до 540 \*С при парциальном давлены водоро-  
   да не более 6.7 МПа (67 кгоСм2).**

**Таблица Д.2 — Максимально допустимые парциальные давления окиси углерода. МПа (пс/см2)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Тип стали | Париижьпое дзепыие. МПа (bcJcm1). вря температуре. \*С | |
| до 100 | се. 100 |
| Углеродистые и низколегированные с содержанием хрома до 2 % | 24 (240) | — |
| Низколегированные с содержанием хрома свыше 2 % до 5 % | — | 10 (100) |
| Коррожонно-стойкие стали аустеытного класса | — | 24 (240) |

**Примечание — Условия применения установлены для скорости карбонильной коррозии не более  
0.5 мм/год.**

**Таблица Д.З — Максимально допустите температуры применения сталей в средах, содержащих ам-  
миак. 'С**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Марка стали | Температура. \*С. при парциалъмом даалемии аммиака. МПа (пс^см2) | | |
| От 1 (10>ло 2 (20> | От 2 (20) до 5 (50) | От 5 (S0) до 5 (вО) |
| 20. 20ЮЧ. 15ГС. 16ГС. 09Г2С, 10Г2 | 300 | 300 | 300 |
| 14ХГС. ЭОХМА, 15ХМ. 12Х1МФ | 340 | 330 | 310 |
| 15X1М1Ф. 20Х2МА. 22ХЗМ. 18ХЗМВ. 15Х5М. 20ХЗМВФ. 15Х5М-И1 | 360 | 350 | 340 |
| 08Х18Н10Т. 0SX18H12T. 12Х18Н10Т. 12Х18Н12Т. 03X17H14M3. 10Х17Н13М2Т. 10X17H13M3T. 0ВХ17Н15МЗТ | 540 | 540 | 540 |

**Примечание — Условия примт ют мя установлены для скорости азотирования не более 0.5 мм/гвд**

**Таблица Е.1— Расстояния между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до стенок каналов и стен  
зданий, мм. не менее**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Диаметр трубопро- водов. ОМ. мм | Для изолированных трубопровода» | | | | | | | | Для неизолированных трубопроводов | | | | | | | |
| яри температуре стенки. \*С | | | | | | без  фланцев | | с флангами в оспой плоскости при давлении МПа (хтс/си2) | | | | | | | |
| ниже -30 | | от -30 до «19 | | от \*20 до  \*воо | | до 1.6 (16) | | 2.5 (25) и 4 |40) | | е.з (63) | | 10 («00» | |
| А | 6. | А | \*\* | А |  | А | ЬА | А | ь, | А |  | А | Ь, | А |  |
| 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 |
| во | 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 | 090 | 590 | езо | 530 | 030 | 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 | 600 | 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 напмм на трубопроводах арматуры для обогревающих спутников принятые по таблице расстоя-  
   ния** А **и 6 (см. рисунок 10.1) следует проверять, исходя из условий необходимости обеспечения расстояния в  
   свету не менее, мм: 50 — для неиэогарооа! ■ ых трубопроводов при** ON **S 600 мм: 100 — для неиэотроважых  
   трубопроводов при** DN > **600 мм и для всех трубопроводов с тепловой иэоляцией.**
2. **Расстояние между нижней образующей или теплоизоляционной конструкцией и полом или дном  
   канала должно быть не мотюо 100 мм.**
3. **Раостошмо Б (между осями трубопроводов) определяют суммированием табличных размеров 6,. где**

*Ь, -* й,. *Ь\* ...* bj.

1. **При расположении фланцев в разных плоосостях («вразбежку») расстояние между осями неизолиро-  
   ванных трубопроводов следует определять суммированием (>4 большего диаметра и 65—Ь» меньшего диа-  
   метра.**

**Таблица Ж.1 — Минима/ъное расстояние по вертмсаш от верхних технологических трубопроводов эстахасы  
до линии электропередач**

**Примечание — При определении вертикального и горнзонгагьного расстояния между воздушными  
линиями электропередач и технолооеюскими трубопроводами всякого рода защитше ограждения. устанав-  
ливаемые над ними в виде решеток, галерей, площадок, рассматриваются как части трубопровода-**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Напряжение. «В | До 1 | От 1 до 20 | От 35 ао 110 | 150 | 220 |
| Расстояние над трубопроводом, м | 1.0 | 3.0 | 4.0 | 4.5 | 5.0 |

**Таблица К.1 — Периодичность проведения ревизий технологических трубопровод с номинальным  
давлением** PN **до 100**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Транспортируемое | Категория  трубопровода | Периодичность проведения ревизия при скорости коррожы. многое | | |
|  | Са. Об | 0.1- 0.5 | во 0.1 |
| Чрезвычайно, высоко и умерето опасные вещества 1. 2. 3-го классов ГОСТ 12.1.007 и высокотемператур- ные органические теплоносители (ВОТ) [среды групп AJ | 1иП |  | Не реже одно- го раза в 2 гсда |  |
| Взрыео- и пожароопасные веще- ства (ВВ). горкоме газы (ГГ), в том чис- ле сжиженные, легковослламвняю- идюся жидкости (ЛВЖ) (среды группы Б(а). Б(6Ц | I и II | Не реже одного раза а год |  | Не реже од но- го раза в 4 года |
| » | Не реже одно- го раза в 3 года |
| Горючие жидкости (ГЖ) [среды | I и II |  | Не реже одно- го раза а 2 года |  |
| группы Б(в)] | IliHtV |  | Не реже одно- го раза а 3 года |  |
| Трудногорючие (ТГ) и негорк>ые (НГ) вещества ГОСТ 12.1.004 {среды группы В) | I и II | Не реже одного раза в 2 года | Не реже одно- го раза а 4 года | Не реже од но- го раза в 6 лет |
| III. IV и V | Не реже одного раза в 3 года | Не реже одно- го раза а 6 лет | Не реже од но- го раза в 8 лет |

Паспорт на сборочные единицы стальных трубопроводов комплектных

трубопроводных линий

**Форма 1**

**Характеристика технологических трубопроводов  
Наименование предприятия-изготовителя и его адрес**

**Заказчик**

**Заказ N?**

**Дата кэготовлетя  
Чертеж Мв**

**Шифр и наименование технологического производства**

**Номер пинт по монтажной спецификации**

**Категория трубопровода**

**Характеристика трубопровода:**

**Рабочая среда**

**МПа (кгс/см2)**

**Расчетное давление**

**Расчетная температура  
Пробное давление**

**\*С**

**МПа (кгс/см2)**

**Форма 2**

Сведения о трубах и деталях трубопровода

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Позиии\*  деталей  по  чертежу | Обозна-  чение  детали | Нейманова- те детали | Осяюаиме раэме- ры. нн | | Число  детален,  шт. | Предприятие — изготовитель деталей | Номер  сертифи-  ката.  паспорта | Номер пл а аки или  партии | Марка стали. ГОСТ итм ТУ |
| Наруж-  НЫЙ  диаметр | Толщина  стенки |
| 1 | 2 | з | 4 | 5 | в | 7 | в | 9 | 10 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ГОСТ.  ОСТ или ТУ на изготовление |  | Механические саойстаа материалов | | | | | | |
| Сведения о термообра- ботке | Температу- ра испыта- ний. 'С | бремен ибо сопротив- ление. МПа (кгс/см2) | Предел  текучести.  МПа  (кгс/см2) | Относи\*  тельное  удлинение,  % | Относи- тельное сужение. % | Ударней  еядеост».  ДаУсм3.  XCU/KCV | Твердость по Брикел- по. НВ |
| 11 | 12 | 13 | 14 | 1S | 1в | 17 | Н | 19 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Сведемя о контроле материале\* | | | | | | |
| Макрострук-  тура | Макрострук-  тура | УЗД | Магнитный | Капиллярный  (цветной) | На МКК | Примечание |
| 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |

**Форма 3**

**Сведения о сварных соединениях**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Обозиаче- мю стыка ПО  чертежу  сборочном  единицы | Номер  стыка | Сведения о сварщике | | | | | Сведения о сеарке | | |
| Фамилия, имя. отчество | Номер  удосто\*  еере\*  ПИЯ | Номер  клейме  сеарщи»  ка | Дата  проверки  сеарщика | Дата  сварки  контролы\* иото стыка | Наружный диаметр и толщина стен- ки трубы, мм | Марка  стали | Дата  сварки  стыка |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | в | 7 | в | 9 | 10 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Сведения о сварке | | | | | | | | | | |
| вид сварок и данные о присадочном материале | | | | Результаты испытаний контрольного стыка | | | | | | |
| Кдр«по  шее | Оъ1ЬЛЬ\*  но\* шов | Темпера-  тура  подогреаа.  •с | вид термо\* обработки саармого шее | Темпера- тура исаыта- •мй. \*С | времен- ное со- противле- ние. МПа (КГС/СМ2) | Относи- тельное удлине- ние. \ | Относя\* тельное суже\* те. % | Ударная  ВЯЗКОСТЬ.  Дж/см2  (кгсм/см2|.  KCU/KCV | Твер- дость по Бринел- ло. Нв | Угод  загиба.  градусы |
| и | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 2t |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Результаты мемкристал- лигмой коррозия | Количе\*  стео  стыков | Внешни\*  осмотр | УЗД | Лроеее»  чиеание | Магнитная и капиллярная (цветная) дефектоскопия | Микрострукту- ра и содержа- ние феррит ион фазы для аустенитных стапей | Примечание |
| 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 | 26 | 29 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

**Форма 4**

ПЕРЕЧЕНЬ

**арматуры, входящем в сборочные единицы стальных комплектных технологических линий**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер позиция по чертежу общего вяда | Наиме  и одепия | Эаеодссо\* » опер изделия | Числе  изделии | Номер прилагае- мого поспорю заеода-из/отоеи- теля | Примечание |
| 1 | 2 | 3 | 4 | S | б |
|  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |

**Форма 5**

**АКТ**

**гидравлического испытания сборочных единиц**

**Город** И **» R**

**Завод**

**Цех**

**Мы. нижеподписавшиеся, представитель завода в лице**

(должность, фамилия. имя. отчество)  
представитель ОТК заоодо е гмце

(должность, фамилия. имя. отчество)

**составили настоящий акт в том. что произведено испытавю на прочность**

(покер чертежа сборочной единицы)

**Расчетное давление**

**МПа**

**Во время иаъпания изделие находапось е течение urn под пробным давленном**

**МПа. после чего давпотмо было снижено до расчетного МПа и выдержи-**

**валось до конца осмотра изделия.**

**Во время испытания месаких дефектов. те\*м. а также падемся давления по манометру не обнаружено.  
Представителе**

**завода**

(подпись) (фамяляя. яд.)

**ОТК завода**

(подвысь) (фамилия, и.о)

**Примечание — Заполняется и прилагается в случае проаедамтя испытаны.**

**Форма 6**

АКТ

**ревизии и испытания арматуры**

**Город € в с**

**Завод**

**Цех**

**Мы. тмжеподгысавшиеся. представитель завода в лице**

(должность, фамилия, имя. отчество)  
представитель ОТК завода в лице

(должность, фамилия, имя. отчество)

**составит настоящий акт 8 том. что были проведены наружный осмотр, ревизия и испытания арматуры на проч-  
ность и плотность**

(иаименовагме арматуры, зааодсяой помер)

**Пробное давление:**

**на прочность МПа**

**на плотность МПа**

**на герметичность затвора МПа**

**При ревизии и испытают\* арматуры дефектов не обнаружено. Арматура с-вттэется выдержавшей испыта-  
ние на прочность и пригодной для эюттуатмвн-**

**Представитет:**

**завода**

(подгмсь) (фамилия, и.о.)

**ОТК завода**

(подпись) (фамилия, и.о.)

Примечание — Замолкнем-\* и HpveidaaeiCH е uiynae ipuuuuuiHii иомыю-ый.

**Форма 7**

СПЕЦИФИКАЦИЯ

**(составляется согласно ГОСТ 21.110)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Формат | Заказ | Позиция | Обозначение | Наименование | Количество | Примечание |
| 1 | 2 | 3 | 4 | S | б | 7 |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |

**Основная надпись ГОСТ 2.104**

**Форма 8**

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**Сборочные единицы технологического трубопровода Np 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 — « листах**

**Форма 4 — ьв листах**

**Форма 5 — на листах**

**Форма 6 — ье листах**

**Форма 7 — на листах**

**Форма 8 — на листах**

**Сборочный чертеж трубопроводной лимет  
Итого листов:**

**Главный инженер завода**

(аодпис») (ФИО)

**Начальник ОТК завода**

(ьодписъ) (Ф И.О.)

**Место печати Дата заполнения паспорта**

**Город**

Паспорт трубопровода[[5]](#footnote-5)

**1 СОДЕРЖАНИЕ ПАСПОРТА**

**Наименование раздела (тяЯгш.^) и приложения число стпа>\*ш**

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ**

**СВЕДЕНИЯ 06 УЧАСТКАХ ТРУБОПРОВОДА**

**ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ**

**ДАННЫЕ О МАТЕРИАЛАХ**

**Сведения о трубах, отводах и листовом металле  
Сведения о фланцах и крепежных издегмях  
Сведения об арматуре и фасонных частях (питых и кооашх)**

**Сведения о неразрушающем контроле сварных соединены  
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ. ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**ОТВЕТСТВЕННЫЕ ЗА ИСПРАВНОЕ СОСТОЯНИЕ И БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРУБОПРОВОДА**

**СВЕДЕНИЯ О РЕМОНТЕ И ПЕРЕУСТРОЙСТВЕ ТРУБОПРОВОДА**

**ЗАПИСИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕВИЗИИ (ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ) ТРУБОПРОВОДА**

**ФОРМУЛЯР ИЗМЕРЕНИЯ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА**

**РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА**

**ПРИЛОЖЕНИЯ**

**Примечание — Паспорта, разработанные до вступления е сипу настоящего стандарта, по форме,  
предусмотренной предыдущими правилами и стандартами, не требуют переоформления.**

**2 ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРА1СШ\*ИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование предприятия | |  |
| Цех или установка | |  |
| Наименование трубопровода | |  |
| Назначение трубопровода | |  |
| Наименование рабочей среды | |  |
| Характеристика рабочей среды | Класс опасности |  |
| Взрыаоложароолзсность |  |
| Рабочее даелепге. МПа | |  |
| Расчетное давление. МПа | |  |
| Расчетная температура стенки. \*С | |  |
| Категория трубопровода | |  |
| Пробное давление испытатя. МПа | гидравлического |  |
| пневматического (под АЗ-контролем) |  |
| Минима/ъно допустимая отрицательная температура стенай. \*С | |  |
| Расчетный срок службы трубопровода, лет (часов, циклов нагружения) | |  |

**3 СВЕДЕНИЯ 06 УЧАСТКАХ ТРУБОПРОВОДА**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Номер  участка | Наименование участков или обозначение по схеме | Наружный диаметр и толщина стежи трубы, мы | Протяженность участка трубопровода, м |
|  |  |  |  |

*Пера to нь* схем, *чертежей и других элементов, предъявляемых при сдвче трубопровода в жсппуатацио.  
предусмотренных СНиП. действующей правилами, специальными* техническими *условиями или проектной  
документацией.*

1. **ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ**

**(эапотяется для вновь вводимых трубопроводов)**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование проектной оргэтызации |  |
| Номера узловых чертежей |  |
| Наименование монтажной организации |  |
| Дата монтажа |  |
| Род сварки, применявшийся при монтаже трубопровода |  |
| Дажые о присадочном материале (тип. марка. ГОСТ игы ТУ) |  |

**Сварка трубопровода произведена 8 соотаетствю\* с требованиями**

1. **ДАННЫЕ О МАТЕРИАЛАХ  
   5.1 Сведения о трубах, отводах и листовом металле**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| N1 п/п | Наименование алеыеитов | Размеры 0x5 | Марса стали | ГОСТ или ТУ |
|  |  |  |  |  |

**'3-2 Сведения о фланцевых и других соединениях и крепежных деталях**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Г\*  Ып | Наименование | ГОСТ. ТУ иа фланцы | Номинальный  диаметр  ОН | Номинальное давление PN. МПа | Материал фланца или соединяемой детали | | Материал шпиле\*, болтов и гае\* | |
| Марка  стали | гост  или ТУ | Марка  стали | гост  или ТУ |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**' Заполняется при рабочей температуре трубопровода более 350 \*С независимо от давления а трубо-  
проводе и при давлении в трубопроводе болев 2.5 МПа нвээвиото от температуры.**

**5.3 Сведения об арматуре и фасонных частях (литых и кованых)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| №  пМ | Наименование | Обозначение по каталогу | Номинальный диаметр ОМ | Номинальное давление PN | Марка материала корпуса | ГОСТ или ТУ |
|  |  |  |  |  |  |  |

**5.4 Сведения о неразрушающем контроле сварных соединений**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| N»  п>п | Обозначение саармого шоа по схеме | Номер и дата документа о проведении пмтроля | Метол  контроля | Объем контроля. % | Ояасвнив  дефектов | Оиеика |
|  |  |  |  |  |  |  |

1. **РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ**

**(Заносятся последние результаты при запопнет[[6]](#footnote-6) [[7]](#footnote-7) паспорта)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Вид и условия ислытамтя | |  |
| Испытанью на прочность (гедрэв/мческое. пнев- матическое под АЭ-контролем) | Пробное давление. МПа |  |
| Испытательная среда |  |
| Результаты испытаний |  |
| Испытание на плотность | Давление испытаны. МПа |  |
| Продолжительность выдержки, ч (мин) |  |
| Результаты испытаний |  |
| Дополнительные испыта- шя на гврметичюстъ \* | Давление испытаны. МПа |  |
| Испытательная среда |  |
| Продолжитегъность выдержки, ч |  |
| Падение давления за время испытания. %вчас |  |
| \* Проводятся для трубопроводов с группой сред А. Б(а), Б(6). а также вакуумных трубопроводов. | | |

1. **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

**Трубопровод изготовлен и смонтирован в полном соответствии с действующим норыаям и признан годами  
к работе**

**Владелец трубопровода**

{подпись) (ФИО.)

**Представитель монтажной организации\***

**{подпись) {Ф И.О )**

**Руководитель экспертной организации”**

**(эксперт) (подпись) (ФИО)**

1. **ОТВЕТСТВЕННЫЕ ЗА ИСПРАВНОЕ СОСТОЯНИЕ И БЕЗОПАСНУЮ  
   ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРУБОПРОВОДА**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Nr и дата приказ[[8]](#footnote-8) \* [[9]](#footnote-9) о намбачении | Должность, фамилия, имя и отчество | Подпись ответственного лица |
|  |  |  |

**9 СВЕДЕНИЯ О РЕМОНТЕ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТРУБОПРОВОДА**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Дата записи |  | Запись о ремонте, реконструкция трубопровода | Подпись отаетстаемиого пииа. проводившего ремонт |
|  |  |  |  |

**10 ЗАПИСИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕВИЗИИ (ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ) ТРУБОПРОВОДА**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Дата | Результат ревизии (освидетельствования) | Срок следующем ревизии (освидетельствования) |
|  |  |  |

**11 ФОРМУЛЯР ИЗМЕРЕНИЯ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Nr точки по схеме | Л ераомачальнм А диаметр и толщ[[10]](#footnote-10), мм | 0 ? 6 ракоаоч и мм размер, мм | Толщам по измерениям, мм | Метод  измерения | Фамилия  проверявшего | Подпись | Приме-  чание |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| Примечание — При отсутствии требуемых документов из-за давности эксплуатации необходимо указать перечень схем, чертежей, документов, подтверждающих качество материалов, сварных швов, прове- денных испытаний на прошость. плотность, герметичность. | | | | | | | |

**12 РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА**

**Трубогроаод зарегистрирован №  
в**

**(регистрируют[[11]](#footnote-11)! ортаи)  
страниц и проимуровано всего**

**В паспорте пронумеровано**

**тмстов,**

**и е том числе чертежей на**

(подпись)

Паспорт арматуры

**Товар+ый знак  
изготовителя**

**ПАСПОР Г**

обомачение паспорта

**Лист 1**

Моста знака  
обращая» иа рыта

*Сведения о разрешительных* документах *(декларация о* соответствии *или серти-  
фикат* соответствия *и др.).* номер, *дата выдачи и срок действия*

**10СНОВНЫЕ 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 DN. мм | | | Принимаются в соответ- ствии с ТУ |
| Давление номинальное PN и'или рабочее Р». МПа | | |
| Рабочая среда | | |
| Температура рабочей среды (. "С | | |
| Герметичность затвора | | |
| Климаттеское исполнение и параметры окружающей среды | | |
| Тип присоединения к трубопроводу | | |
| Гидравлические характеристики (коэффициент сопротивления или условная пропускная способность или коэффициент расхода) | | |
| Масса, кг | | |
| Остальные технические данные и характеристики — в соответствии с ТУ | | |  |
| Показатели надежности | | Принимаются в соответ- |  |
|  |
| Показатели безопасности | | с твои с ТУ |  |
|  |
|  | | | |
| Вид привода | Тип (чертеж), зав. N» | | Принимаются е соответ- стеии с ТУ |
| Исполнение | |
| Напряжение. В | |
| Мощность. кВт | |
| Передаточное число | |
| КПД. % | |
| Максимальный крутящий момент. Н м | |
| Масса. V | |  |
| Паспорт | |  |

**Товарный знак  
изготовителя**

ПАСПОРТ

обозначение паспорта

ЛИСТ 2

3 СВЕДЕНИЯ О МАТЕ РИАЛАХ ОСНОВНЫХ ДЕТАЯ ЕИ

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование детали | Марка материала, стандарт или ТУ |
|  |  |
|  |  |
| Примечание — При необходимости для ответственной арматуры оформляет габлеш с данями для основных деталей (химический состав, мехажчоосие свойства материалов, сведения о контроле качества материалов) и сведения о результатах контроля качества сварочных материалов, сварных соединений и на- плавки. | |

4 ДАННЫЕ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИИ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование, обозначение изделии, зав № | вид испытаний | | Среоа  NCVtfie[[12]](#footnote-12) [[13]](#footnote-13)  тельиа» | Давление испыта- ть[[14]](#footnote-14). МПа | Темпера- тура испыта- ний. ’С | Давпе[[15]](#footnote-15). пр\* сото- ром произ- водите\* осмотр. МПа | Результат  испытан\*\*  По досуме»- тайки  Фактический | | Дета  испыта-  ний.  N\* акта |
|  | »  S  ш  V  0  у  ж  с  •  1 | На прочность и плотность мате- риала корпусных деталей и саар- шхшеов |  |  |  |  |  | |  |
| На герметичность относительно внешней среды уплотнений подвижных и неподвижных соединений |  |  |  |  |  | |  |
| На герметичность затвора | |  |  |  |  | Утечки.  смэ/мин |  |  |
| На функционирование (работоспособность) | |  |  |  |  |  | |  |

**S КОМПЛЕКТНОСТЬ**

**5.1 В комплект поставки входят:**

в ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ (ПОСТАВЩИКА)

Изготовитель (поставщик) гарантирует работоаюсобность изделий при условии соблюдения потребителем  
условий эксплуатации, транспортирования, хранения и технического обслуживания, ука затеях в РЭ.

Гарантийный срок эксплуатации со ,»« ввоза а эксплуатацию, но не более со дня

отгрузки.

Гарантийная наработка циклов в пределах гарантийного срока эксплуатации.

Гарантийные обязательства действуют только при сохранении гарантийных пломб изготовителя.

7КОНСЕРВАЦИЯ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Лата | Наименование работы | Срок деястаия. годы | Должность, фамилии подпись |
|  | Консервация Ваоиант зашиты — ПОСТ 9.014 |  |  |
|  | Первконсервация |  |  |
|  | Расконсервация |  |  |
|  |  |  |  |

8 СВИДЕТЕЛЬСТВО 06 УПАКОВЫВАЛИ  
Вариант внутренней упаковки ГОСТ 9.014

**ШКИ**1**ЮМ**1**М изделия обозначение**

N9

**заводской номер**

упакоеан(а)

**наименование или код изделия**

согласно требованиям, пре дуемо тренньв! в ТУ

**личная подпись расшифровка подписи год. месяи. число**

**должность**

Товарный знак  
изготовителя

ПАС ПОРТ

**обозначение паспорта**

Лист 3

9 ПЕРЕЧЕНЬ ОТКЛОНЕНИЙ ОТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование и обозначение детали, сборочной единицы | Краткое содержание отклонения, несоответствия | Номор отчета по песоотает- стоив | Номер  разрешения  дата |
|  |  |  |  |
|  |  |  |  |

1. **СВИДЕТЕЛЬСТВО О ГУИЕМКЕ**

№

**наименование изделия обозначение заводской помер**

изготовлена) и принят(а) в соответствии с обязательными требованиями государствен»»» (национальных)  
стандартов, действующей технической документации и признанна) годным(ай) для эксплуатации на указанные в  
настоящем паспорте параметры

Начальник ОТК МП

**печная появись расшифровка подписи год. месяц, чмспс**

**линия отреза при поставке на экспорт**

Руководитель предприятия

**Обозначение документа, по которому проиэводитси поставка**

МП

Товарный знак  
изготовителя

**ПАСПОРТ**

**обозначение паспорта**

ЛИСТ 4

**личная подпись**

**расшифровка подписи**

**год. uecmi. число**

Заказчик  
(при наличш)

МП

**лтгмкая подпись**

**расшифровка подписи**

**год. месяц, число**

1. **РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата  осапдотель-  стаоваиея | Результаты освидетельствования | | | |  | Подпись |
| Проверка  документация | Наружный осмотр • доступных постах | Внутренний осмотр а доступных мостах | Гидравлические  (пневматические! | wKvm  след утош ото осаидетель\* стеоаания | го ляца. осуществляв-  «НАГА НАДМр |
|  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |

1. **ДВИЖЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ. УЧЕТ РАБОТЫ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата  устаноох» | Место  установки | Основные  параметры  (PM t  рабочая  среда) | Наработка | | Вид техмичес- | Сведения о ремонте | Должность.  подпись  выполнившего  работу |
| с начала эксплуата- ции | посла  последне-  го  ремонта | кого  обслужиаа»  них |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

Товарный знак  
изготовителя

ПАС ПОРТ

**обозначение паспорта**

ЛИСТ 5

13 СВЕДЕНИЯ ОБ УТИЛИЗАЦИИ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Дата | Сводом\*) об утилизации | Примечание |
|  |  |  |
|  |  |  |

14 ОСОБЫЕ ОТМЕТКИ

Свидетельство о монтаже технологического трубопровода

**СВИДЕТЕЛЬСТВО N9**

**о монтаже технологического трубопровода  
(пэкиеномиме и нестоеасположеиие объекта, отделение, кореус)**

**Iназначение и категория трубопровода,  
буквемно-иифроеое обозначение!**

**(рабочая среда, расчетное давление, расчетная температура)**

1. ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ

Трубопровод смонтирован

| наименование монтажиой организации)  
в полном соответствии с рабочей документацией, разработанной

**(наименование проектной организации)**

по рабочш чертежам

**(номера чертежей расположения оборудования и трубопроводов)**

1. СВЕДЕМСЯ О СВАРКЕ

Вид сеарки. применявшийся при монтаже трубопровода:

Методы и объем контроля качества сварных соединений:

Сварка и контроль качества сварных соединений произведены в соответстоы с действующим\* правилам\*  
промышленном безопасности, рабочей документацией и НД свэршжами. прошедшими испытания согласно тре-  
бованиям «Правил аттестаты сварил\*\*» и специалистов ceapoworo производства».

1. ТЕРМООБРАБОТКА

Термообработка сварных соедзыений произведена в соответствии с (наименование документа), рабочей  
документацией и НД

I указать НД)

1. СВЕДЕНИЯ О СТИЛОСКОПИРОВАЖИ

Примечание — Пужты 3 и 4 заполняется при наличы указаны в рабочей документации или НД  
о необходимости выполнения указа шх работ.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Трубопровод смонтирован в соотввтсг81м с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологи-  
ческих трубопроводов», рабочей документацией и НД

Перечень прилагаемых документов

И споты ителы\*не чертежи участков трубопроводов со спещчфикацией по форме 1.

^ ГЧ ГО \* 1П СО N COO)

Акты промежуточной приемки ответствен\*»» конструкций {форма 2).

Журналы по сварке трубопровода (форма 3).

Журналы учета и проверки качества контрольных сварных соединемчй (форма 4).

Списки сварщиков, операторов-термистов, дефектосколистов (форма 5).

Журналы сборки разъемшх соединений трубопроводов с давлением более 10 МПа (100 кгс/см2) с контро-  
лируемым уситем натяжения (форма в).

Списш рабочее, допущенных к сборке разъемшх соединений трубопроводов с давлением более 10 МПа  
(100 octal2) с контролируемым усилием нэтяжетя (форма 7).

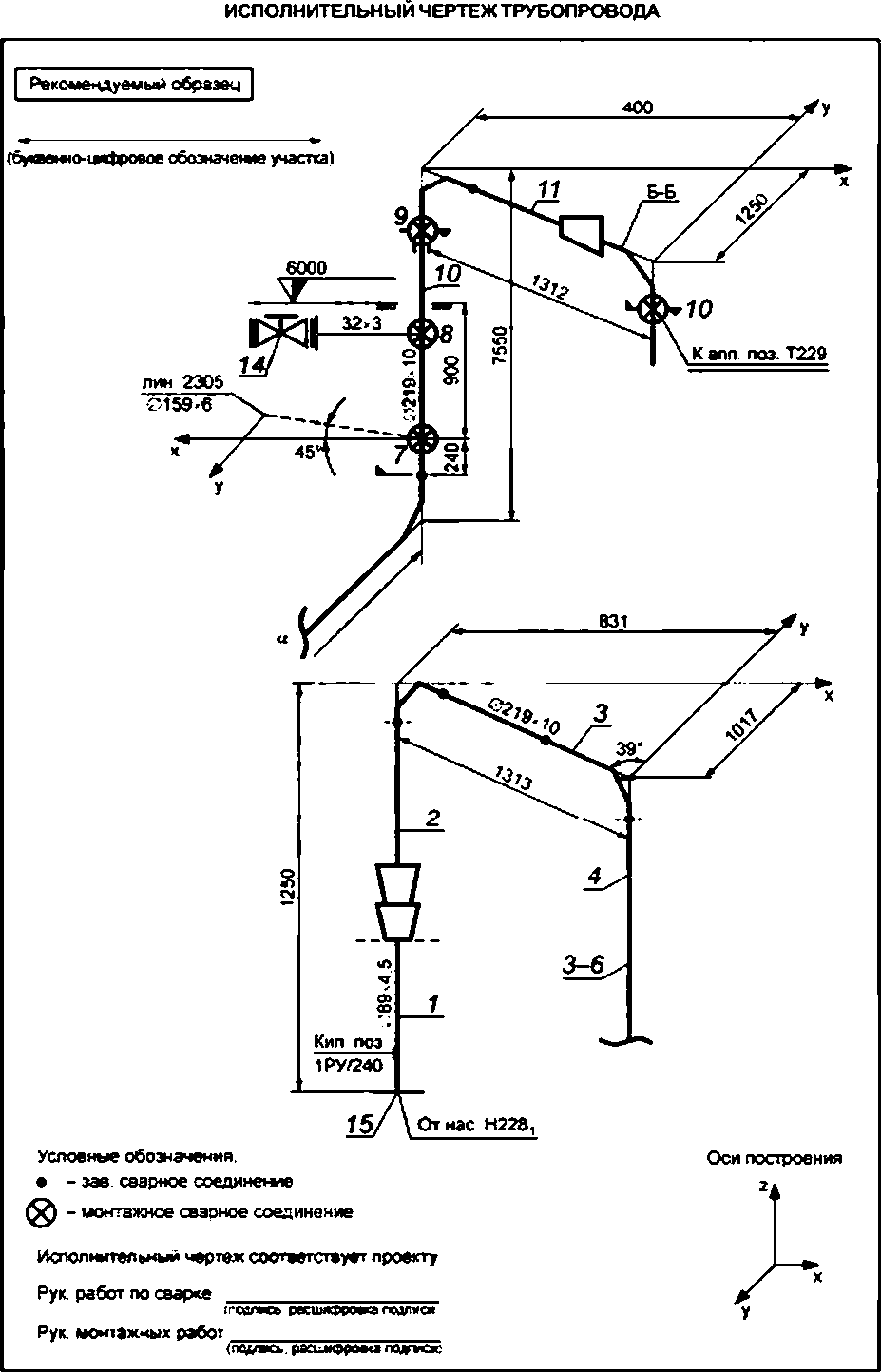
Акты испытачтя трубопроводов (форма 8).

Документация предприятий-изготовителей на изделия и материалы, применяемые при монтаже трубо-  
провода (согпаою описи).

10. Акты на предваритегъную распишу (сжатие) компенсаторов (форма 9).

Руководитель монтажных работ

(подпись. Ф И О.)



(приложение к исполнительному чертежу)

СПЕЦИФИКАЦИЯ

изделий, примененных при монтаже участка трубопровода  
(букяе\*\*\*0’1|ифро\*04 обозначение, указанное на исполнительном чертеже)

1 СВЕДЕНИЯ О ТРУБОПРОВОДАХ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер позиции по исполни- ?елы<ому чертежу | Наименование | 0x5, ни | Материал. НД | Количество |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|  |  |  |  |  |

1. СВЕДЕНИЯ О ФАСОННЫХ ДЕТАЛЯХ ФЛАНЦАХ И ДРУГИХ СОЕДИНЕНИЯХ

И АРМАТУРЕ

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Номер пома их по мстелии\* тельиому чертежу | Наименование | ОМ. им | АН. МПа («г с/см’) | Материал. НД (для арматуры — матери- ал корпуса) | Количество |
| t | 2 | 3 | 4 | S | в |
|  |  |  |  |  |  |

3 СВЕДЕНИЯ О КРЕПЕЖНЫХ ДЕТАЛЯХ И ПРОКЛАДКАХ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Номер позиции разъемного соединения по исполнитель- ному чертежу | Наименование | Материал, НД | Количество |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
|  |  |  |  |

Пояснения к исполнительному чертежу

1. Заводским сварным швам присваивают номера рядом расположенных на этом трубопроводе монгажшх  
   швов с индексом «зав». При пояелезми дополнительных швов их обозначают номером шва. расположенного  
   рядом на этом трубопроводе, с индексом «а», «б» игд.
2. Нумерация сварных швов на чертеже и во веек других документах (журналах сварочшх работ, термообра-  
   ботки. заключениях. протоколах и др.) долям быть единой.
3. На трубопроводах, подлежащих тепловой изоляции, на исполнительном чертеже указьвэется расстоя-  
   ние между сварнызы швами

Руководитель монтажшх работ

**(позлись. ФИ О.)**

**АКТ**

промежуточной приемки ответственных конструкций (при наличии таких конструкций)  
(иаииеяоаание конструкций)

выполненных в

**(наименование и месторасположение объекта)**

« » г

Комиссия в составе:

представителя строительно-монтажной организации

(фамитя. инициалы, должность)  
представителя техзыческого надзора заказчика

**(фамилия, инициалы, должность)**

представителя проектной организации

**(фамилия, инициалы, должность)**

произвела осмотр конструкдой и проверку качества работ, выпогменных

**(наименование строительно-моитажнои организации)**и составила настоящей акт о нижеследующем:

1 К приемке предъявлены следующие конструкты

(перечень и краткая характеристика конструкций)  
2 Работы въкюлнены по проектно-сметной документации

**Iнаименование проектной оргмызации, деыера чертежей и дата их составления)**

1. При вькюлнении работ отсутствуют (игм допущеш) отклонения от проектю-сметной документации

**(при иапруам шуппмФмий**

**сем соглаеомим. номере чертежей \* дата согпасоааниа)**

1. Даты: начало работ

окончание работ

**РЕШЕНИЕ КОМИССЖ**

Работы вьпогмены в соответствии с проектно-сметной документ эоюй. стандартами, строитетъшми нор-  
мами и правилами.

На основанкы изложенного разрешается произвооство следующих работ по устройству (монтажу)

**(наименование работ и конструкций)**

Представитель строитель но-монтажной организации

Представитель технического надзора заказчика

Представитель проектной организации

(подпись)

**|Ф. И.О.)**

(подпись)

**(О. И.О.)**

(подпись)

**(О. И.О.)**

ЖУРНАЛ N\*

по сварке трубопроводов

(месторасположение объекта, отделение, корпус)

**(NtNt чертеж\*\* расположения трубопровода. буквенно-цифровое обозначение участков)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Hi  я/п | Обозначение  сварного  по исполни- тельному чертежу, тип сварного соединения ГОСТ 16037 | Ф.И.О сварщика личное клеймо | Марка стали  (КОМПОЗИЦИЯ  марок сталей). НД МтМв серти- фикатов | Наружный диаметр элемента трубопровода и толшииа стенки Оих£. мм | Дата сварен, темпера- турные уело\*\*\* а рабочей эо\*е. X | Способ  сварки | Сварочные материалы (марка электрода, сварочной проеолоки. мщиткый газ. флюс), НД. NrNt серти- фикатов | Режим предвари- тельного и сопут- ствующе- го подо- грева |
| i | 2 | 3 | 4 | S | в | 7 | в | 9 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Отмет- ка о контро- ле  корня  шва | Стилоскояяро- еание металла шва.  Nr заключе- ния. дата | ФИО оператора- термиста, лкчное клеймо | Ш диаг- раммы ПО журналу термооб- работки сварных соедине- ний | Твердость метал па шаа. Nr заключе- ния. дата | Отметка о годности сваркого соединения по внешне- му осмотру и измерени- ям | Способ и результаты нераэ ру таю- щего контроля сварного соеди меняя. 1# заключе- ния. дата | Результаты измерения ферритное фазы в металле шва. N1 заключе- ны. дата |
| 10 | и | 12 | 13 | 14 | 15 | 1в | 17 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

Примечание — Графы 9 —14. 17 заполняют при наличии соответствующих указании в рабочей  
документами или НД.

**(наименование монтажной организации)**

Руководите/\*» работ по сварке

**(лодтмсь. Ф И О »**

Руководитель монтажных работ

**< по длись. ФИ.О.)**

ЖУРНАЛ N\*

учета и проверки качества контрольных сварных соединений

(месторасположение обьекта. отделение, корпус)

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Nr | ФМ.О. сварщика, личное клеймо | Марка стали (композиция марок сталей) | Н  Ж в 2 • 2 \* 9 к «о  I3 \*, ISO  ч О е  1|1  it\*  i\*s | \*  к  а  1  о  о  8  8  о | 10 2  5 22  a 2 \* с а » a  • 5 © “  з i 5 „• ? 5 8 г © a © а « \*  в ж С  »ц | s в © 2 5 \*  II  it  II  а ж е в  п \* ©  £| | ?  Sg  в 3 о. !  г я в  § 3 1  is  \* с  » 5 «  3 | П  Н-  8 1 1 ill if г  I!8  «\* а  г г | si  © е © i  Hi  ISk  г э i  А ф  О « s ф |
| 1 | 2 | 3 | 4 | S | в | 7 | в | a | 10 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Отметке о годности сварного соединение ео внешне\* му осмотру и измере- нием | Способ и результаты иераэру ш а ю ще- го контроля сварного соединения. N2 заключения, дета | Механические  образиоа сварных соедтекий. N> заключения, дата | Металле\* графические исследования образиоа сварных соединений. Nr заключения, дата | Измерение ферритной фазы а металле шаа.  Nr заключе- ния. дата | Склонность металла шаа к МКК.  Nt заключения.  дата | Эек/мочеиие о качестве контрольного соединения, соответствии его требованиям рабочей докумен- тации,  НД и о допуске сааршика к сварке одиотил\* |
| п | 12 | 13 | t4 | 15 | 16 | 17 |
|  |  |  |  |  |  |  |

Примечание — Графы 7—10, 14—16 заполняют при наличьм соответствующей указаний е рабочей  
документами или НД.

**■наименование монтажной орсвниэаиии)**

Начальник сварочной лаборатории

**(пс«пись. Ф.и О)**

**(лсвмсь. Ф И О.)**

Руководитель работ по сварке

Дата

СПИСОК

сварщиков, оперэторов-терыистов. дефехтоосолистов

**(месторасположение объекта, отделение, корпус)**

**(наименование монтажной организаций)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| >• | Фамилии, инициале\* | Спеииаль-  кость | Разряд | Лкммое клеимо | Номер  «лемма | № журнала учета и проаерки качестеа контрольных еаариых соеди- нен»\* | Образец  подписи |
| 1 | 2 | 3 | а | 5 | в | 7 | 8 |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

Руководитель работ по сварке

**{подпись. Ф И О.)**

Руководитель монтажных работ

**(подпись. Ф.И.О.)**

Форма 6

ЖУРНАЛ Ю

сборки разъемных соединений трубопроводов с давлением более 10 МПа (100 кге/см1)

с контролируемым усилием натяжения

**(местораслопожетме объекта, отделение, корпус)**

**(наименование монтажной организация)**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| >\*  Ып | NtNt чертежей расположения ГОСТ 21.401. букееиио- цифровое обозначение участка трубо- провода | Обозкечеиме разъемного соедкыеиия по исполнитель- ным черте\* жам | г\*  сертифи- катов шпилек, гаек я других деталей | Отметка о приемке соедине- ния под сборку | Дата  сборки  соедине-  ния | Усилие натяжения шпильке. сН (кге) | Фамилия, инициалы рабочего- сборшика. № удосто- верения | Фамилия, •■иыиапм и подпись лица, ответ- ственного за сборку соединений, дата |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | в | 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/см2) с контролируемым усилием натяжения  
(месторасположение объекта, отделение. корпус)

(наименование монтажной ое<аниэации)

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| N> | •амилия инициалы рабочего-сбор щикг | Разряд | Номер удостоверены\* и срок действия | Обрдэеи ЛИЧНОМ ПОДАМСЯ |
| 1 | 2 | 3 | \* | S |
|  |  |  |  |  |

Ответственный за сборку соединений

Руководитель монтажных работ

(•вались. • и.О.)

(водлись. О-И.О.)

АКТ ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Город

**(месторасположение объекта, отделение, корпус)**

**(наименование монтажной организации)**

Мы. нижеподписавшиеся, предстаеитегм монтажной организации

технического надзора закаэчмса  
и проектной организации

**(наименование. Ф И О., должность)**

**(Ф.И.О.. должность)**

**(наименование -■ а случае осушествления авторскою надзора  
Ф И О., должность)**

произвели

способом

испытание на

**(прочность, герметичность)**

**{гидравлическим, пневматическим)**

участков трубопровода

Испытание проводилось

**(Те чертежа, букаенно-цифроеое обозначение участков)**

**(испитательная среда)**

МПа (кгс/см2).

МПа (кгс/см2).

ч.

на прочность давлением

на герметичаость давлением \_  
Продолжительность испытания

Исгытэние произведете е соответствии с действующими «Правилааы устройства и беэолэоюи эксплуата-  
ции технологических трубопроводов\*, рабочей документацией. НД (технологические карты, производственные  
инструкции — для трубопроводов с рабочим давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см2)).

Во оромп испытаний дефолтов но обнаружено и он признан выдержавшим испытание.

**(подпись) (Ф.И.О.)  
(подпись) (Ф.И.О.)  
(подпись) (Ф.И.О.)**

АКТ

**иа предварительную растяжку (сжатие) компенсаторов**

**Город \* » г.**

**Предприятие (заказчик)**

**Цех (объект)**

**Мы. ►«же подписавшиеся. представитегъ монтирующей организации**

**(MMuenoMiwe оргыызации)**

**в лице**

**и представитегъ заказчика в лице**

**(должность, фамилия,** и.**о.)**

**(должность, фамилия, ко )**

**составили настоящий акт в том. что произведена предварительная рэстяжхз (сжатие)**

**(тая компенсатора)**

**компенсатора N9 . установленного на трубопроводе N9 с условшм прохо-  
дом мм. в соответствии с указанием а чертеже N9 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.**

Представитегм:  
монтирующей организации

предприятия-заказчика

**(подпись. Ф И О.)**

**(подпись. Ф.И.О.)**

**Приложение Р  
(рекомендуемое)**

Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев для мягких прокладок

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Среда | Дааленме PN, МПа (агЫсм2) | Тип уплотни те лъкой поверхности |
| Все вещества группы В | £ 2.5 (25) | С соединигельшм выступом |
| > 2.5 (25) £ 6.3 (63) | «Выступ-впадина\* |
| Все вещества групп А. Б. громе А(а) и ВОТ (вы\* сокотеыпературный органический теплоноси- тель) | £ 1.0(10) | С соединительным выступом |
| > 1.0(10) £6.3(63) | «Выступ-впадина\* |
| Вещества группы А(а) | £ 0.25 (2.5) | С соедтительюм выступом |
| > 0.25 (2.5) £ 6.3 (63) | «Выступ-впадма» или «шип-паз\* |
| ВОТ | Независимо | «Шип-лаз» |
| Фреон, аммиак, водород | Независимо | «Выступ-впадмв» или «шип-паз» |
| Все группы веществ при вакууме | От 0.095 до 0.05 (0.95—0.5) абс. | «Выступ-впадм-<а» или «шип-паз» |
| От 0.05 до 0.001 (0.5—0.01) абс. | «Шип\*лаэ» |
| Все ■ ру1\*1Ы войдя. 1 в | > Я.Л (ЯЛ) | Под шнзоеую прокладку или прокладку овального или восьми- угольного сечения |

ПрИЛОЖвНИв С  
(справочное)

Требования разделов, пунктов настоящего стандарта и основные требования Директивы Европейского  
союза 97/23/ЕС и стандарта EN 13460 «Трубопроводы промышленные металлические» (издание 2002-05 )\*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| группе  среди | взрыеопожаравняемость транаюртируемых веществ по российским нормам | Критерии российски\* норм | | | Критерии EN 13480. Директивы «7/2Э\*С (2) | | | | Объем испытаний кольце еы\* швов1' ЯГ/1/Г. % | | при ме- чение |
| Катего-  рия  трубо-  провода | Р.МПе\*' | г.\*с | Клеос трубо- провода/ труппа среды | PS.  бар | DN.  мм | PS к DN бар х мм | Россий-  ские  нормы | EN 13400-5(23). EN 13400-4 (24) |
| А | Вещества с токсичным дей- ствием ГОСТ 12.1.007: а) чрезвычайно опасше класса 1.2 | 1 | Незави-  симо | Незави-  симо | 1Й0/1" | >0.» | >100 | >3500 | 20 | 10 |  |
| ИШ. 1II0/1 | >500 | >25 | — |
| б) умеренно опаске класса 3 | 1 | >2.5 | >300  <-40 | 1110/1 | >0.5 | >25 | >1000 | 20 | 10 |  |
| " | От вакуума 0.08 ДО 25 | >-40  <300 | 110/1 | >10  <500 | >25 | >1000 | 10 | 5 |  |
| Б | Взрывопожароопасные вещества ГОСТ 12.1044: а) горючие газы {ГГ), в том числе сжиженные углеводо- родные газы (СУГ) | 1 | >2.5 | >300  <-40 | И|0/1 | >0.5 | >100 | >3500 | 20 | 10 |  |
| N | От вакуума 0.03 ДО 25 | От -40 до 300 | 110/1 | >10  <500 | >25 | >2000 | 10 | 5 |  |
| б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ) | 1 | >2.5 | <-40;  >300 | ИГ/1 | >10  <500 | >25 | >2000 | 20 | 10 |  |
| вакуум  <0Д8 | Незави-  симо |

125

Таблице С.1 — Сопоставительная таблмда классификации и испытания трубопроводов по российский нормам, нормам EN 13460 и Директива 97/23/ЕС

ГОСТ 32569—2013

126

Продолжение таблицы С.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Группа  среды | б1рмеопо\*\*роол#с мосте транспортируемых ««шеста по российским нормам | Критерии российски! норм | | | Критерии EN 13480. Директивы 97/23\*0 PI | | | | Объем испытаний Кольцовы! швов3' ЯГ/1/Г. % | | Приме-  чание |
| Катего-  рия  труво-  провода | Р.мпя4' | г\*с | Класс трубо- провода/ труппа среды | PS.  бар | DN  мм | Р$ к ON. бар к мм | Россий-  ские  нормы | EN 13\*80-5(231. EN 13460-4 (24) |
|  | 6) л от кое осл л «меняющиеся жидкости <Л8Ж) | - | Се 1,6 QO 2.5 | >120.  <300 | 11(71 | >0.5  <500 | >25 | >200 | 10 | 5 |  |
| Вакуум >0,06 | >-40.  <300 |
| М | Се. 1.6 | >-40  <120 | I//1 | <10  >0.5 | >200 | >2000 | 2 | 5 |  |
| •) горючи\* жидкости (ГЖ) | 1 | Се. 6.3. вакуум <0.03 | <-40  >350 | III//1 | >10 | >60 | >2000 | 20 | 10 |  |
| ■ | >2,5д»6Д. Вакуум «0.06 | А У  £8 о о | 11/ /1 | >10  <500 | >25 | >2000 | 10 | 5 |  |
| ш | Се 1.6 \*>2.5 | >120  <250 | N7/1 | >10 | >25 | >2000 | 2 | 5 |  |
| Вакуум >0,08 | >-40  <250 |
| V | До 1.6 | >-40  <120 | 17/1 | <Ю | >200 | >2000 | 1 | 5 |  |
| В | Трудногорючие (ТГ) и нагорю- чив (МГ> вещества | 1 | Вакуум <0.03 >6Д | >450  <-40 | N10/2 | >0.5 | >250 | >5000 | 20 | 10 |  |
| N | Вакуум < 006. Вакуум > 0.03 <6Д | >350  <450 | И10/2 | >0.5 | >200 | >5000 | 10 | 10 |  |
| » | <ч «о  А V | >250  <350 | 17/2 | >0.5 | >200 | >5000 | 2 | 5 |  |
| Вакуум» 0.08 <10 | <-40 |

ГОСТ 32569—2013

Is)

■si

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Групп\*  среды | Взрыаопомарооласность транспортируемых вешаете по российским нормам | Критерии российских норм | | | критерии EN 13460. Директивы 97/23\*0 (21 | | | | Объем испытаний кольцевик швов3’ ЯГ/1/Г. % | | Приме-  чание |
| Катего-  рия  трубо-  провода | Р.МПа4' | Г\*С | Класс трубо- провода/ труппа среды | PS.  бар | DN  мм | Р$ \* ON. бвр X мм | Россий-  ские  нормы | EN 13\*80-5(23) EN 13460-4 (24) |
|  |  | Ы | >18  <23 | >120  <250 | I//2 | >10 | >200 | >5000 | 1 | 5 |  |
| V | Вакуум > 08 <18 | >-40  <120 | 1д/2 | >0.5 | >32 | >1000 | поопе-  рацион-  ный  конт-  роль | 5 |  |
| 11 III? /1 — обозначает класс трубопровода Ш. среда - газ. группа среды 1 согласно EN 13480\*1.  21 при поставке Закажик указывает, по каким нормам осуществляется изготовление трубопровода (и/или юс элементов) и согласовывает этот вопрос С ««соектирующими органами  31 Объем испытаний относится я кольцевым, углоаьм швам методом радиографии или ультразвуковой дефектоскопии для группы углеродистых и тэюлегироеатшых. марганцовистых и кремнемаргаицовистых сталей.  41 Вакуум обоакачается как остатсыиое давление. МПа | | | | | | | | | | | |

ГОСТ 32569—2013

128

Таблиц\* С.2 — Сравнительная таблиц\* требований рамалое (подремало\*) настоящего стандарт\*, еаропейаого регионального стандарта EN 13460 и  
Директивы 97/23/ЕС

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Резделы/лодразделы настоящего стандарта | Диреттаа 97/2Э/ЕС 121 | EN 13480 ASMEB31.3P5) | Содержание |
| Раздал 1, подразделы 12.14; 16 | Пункт 21.2. Статья 3 | EN 13480-1 (4]. параграф 1 | Область применения |
| Раздал 2 | Параграф 2 | EN 13480-1 (4J, параграф 3 | Термины и определения |
| Раздал 5. таблица 5.1. группы сред | Статья 3. пункт 1.3; | EN 13480-1 (4]. параграф 4 | Классификация трубопроеодоа. |
| • А», «6». «в».  Пункт 12 3 5. таблтщ\* 12-3 | Статья 9. пункт 2.1 | EN 13480-5 [23]. таблтщ\* 8 2-1 | объем иеразрушажмцего контроля |
| Раздал б. подразделы 6.1; 62; 6.3; 6.4.66 | Приложат\*\* 1. параграф 2 | EN 13480-3 (26|. пункты 6 1; 6 2; 63. 6.4 | Общие требования к конструкции и расчету |
| Раздал 7. подразделы 7.1.1; 7.12, 7.1.3; 7 1 4.7 2. 7.3; 74:75.7 6 | Приложение 1. параграф 4, лумты 4 1.4.2; 4 3; 6. раздал В.2 | EN 13480-2 [27]. пункты 3; 4. 5 | Применение материалов, а том чис- ле по ASME.EN |
| Раздал 9. подразделы 91. 92. 9.3; | Приложение 1. параграф 4.2. под- | EN 13480-3(26] параграф 4.2; 4.25; | Расчеты ив прочность, допускаемые |
| 9 4. 9.5 | раздал 7.1; пункт 7.12 | 4 23.4.4 2 3.5 | напряжения |
| Раздал 10. подразделы 10 1; 10.2; 10.6 | Приложение 1. параграф 6 | EN 13480-2 [27]. параграф 5 | Устройство трубопроводов |
| Раздал 10.7 | Приложение 1. параграф 6. 6) | EN 13480-3 [26]. параграф 42.4.5 | Требования к снижению вибрации |
| Раздал 13. подразделы 13 2. 13.3 | Приложение 1. параграф 7 4 | EN 13480-5 (23). параграфы 9.322; 9.33; 9 3А | Гидравлические и пневматические испытания |

ГОСТ 32569—2013

Библиография

[Ч

PI

*т*

**Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего пев избыточ-  
ным давлением» (ТР ТС 032/2013)**

**Европейская Директива на оборудование, работающее под давлением (РЕО — Pressure Equipment Directrve)  
97/23/ЕС встугмла 8 силу 29 ноября 1999 с**

EN 1333:2006

И]

га

EN 13480-1

**ГОСТ Р 54432—2011**

га

m

га

и

[10J

пч

[12]

**[13]**

[И]

**[15]**

**[16]**

**ГОСТ Р 52376—2005**

**ASMEB 16.5  
СНиП 23-01—99\*  
ГОСТ Р 52630—2012  
ПОСТ Р 53672—2009  
ГОСТ Р 53402—2009  
ПОСТ Р 54808—2011  
СНиП 2.09.03—85  
СП 18.13330.2011**

**Flanges and ther joints — Pipeworfc components — Definition and selection  
of PN (Флан**1**ы и фланцевые соединения. Детали трубопроводов. Оп-  
ределение и выбор PN)**

**Metalc industrial piping — Part 1: General (Трубопроводы прокышленные  
металлические. Часть 1. Общие положения)**

**Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на** PN  
**от 0.1 до 20.0 МПа. Конструкция, размеры и общие технические требо-  
вания**

**Прокладки стрально-нэвигые термостойкие. Типы. Основные раз-  
меры**

**Pipe flanges and flanged fittings  
Строительная климатология**

**Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия  
Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности  
Арматура трубопроводная. Метода контроля и испытаний  
Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов  
Сооружения промышленных предприятий**

**СНиП II-89—80\* Генеральные планы промышленных предприятий.**

**Миркин А.З.. Усиныи В.В. Трубопроводные системы: справочник. М.. Химия. 1991**

**ПОСТ Р МЭК 60079-30-1—2009**

**[17]**

**ПОСТ Р МЭК 60079-30-2-2009**

[16]

**[19]**

**[2(4**

[21]

[22]

**СНиП 2.03.11-85  
ГОСТ Р 53383-2009**

**ГОСТ Р 54159-2010**

**ГОСТ Р 52627-2006  
ГОСТ Р ИСО 10816 3 90**

**Взрывоопасные среды. Резистивный распределительный электрона-  
греватель. Часть 30-1. Общие технические требования и методы испы-  
таний**

**Взрывоопасные среды. Резистивный рэспредегытегъный электрона-  
греватель. Часть 30-2. Руководство по проектированию, установке и тех-  
ническому обслуживанию  
Защита строительных конструкций от коррозии**

**Трубы стальные бесиюа ыо горячедеформыровангые. Тех>«ческие ус-  
ловия**

**Трубы сталыые бесшовные и сварные холодиодеформирое энные об-  
щего назначения. Технюнеские условия**

**Болты, винты и шпильки. Механические свойства и методы испытаний**Вибрация. Контроль состояния иашш по результатам иомороний оиб

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| [23] | m  Z | 13480-5 |
| [24] | m  z | 13480-4 |
| [25] | ASME В 31.3-2008 | |
| [26] | Z  ш | 13480-3 |
| [27] | z  ш | 13480-2 |

**рации на невращающихся частях. Часть 3. Промышленные машины но-  
минальной мощностью более 15 кВт и номинальной скоростью от 120  
до 15000 мин\*1**

**Metafcc industrial piping — Part 5: Inspection and testing (Металтчесхие  
промышленные трубопроводы. Часть 5. Контроль и испытания)**

**Metafile industrial piping — Part 4: Fabrication and installation (Трубопрово-  
ды промышленные металлические. Часть 4. Изготовление и монет аж)  
Process piping**

**Metafic industrial piping — Pari 3: Design and calculation (Металлические  
промышленные трубопроводы. Часть 3. Проектирование и расчет)  
Metafic industrial piping — Part 2: Materials (Трубопроводы промышлен-  
ные металлннчесхие. Часть 2. Материалы)**

УДК 621.643:006.354 МКС 75.180.20

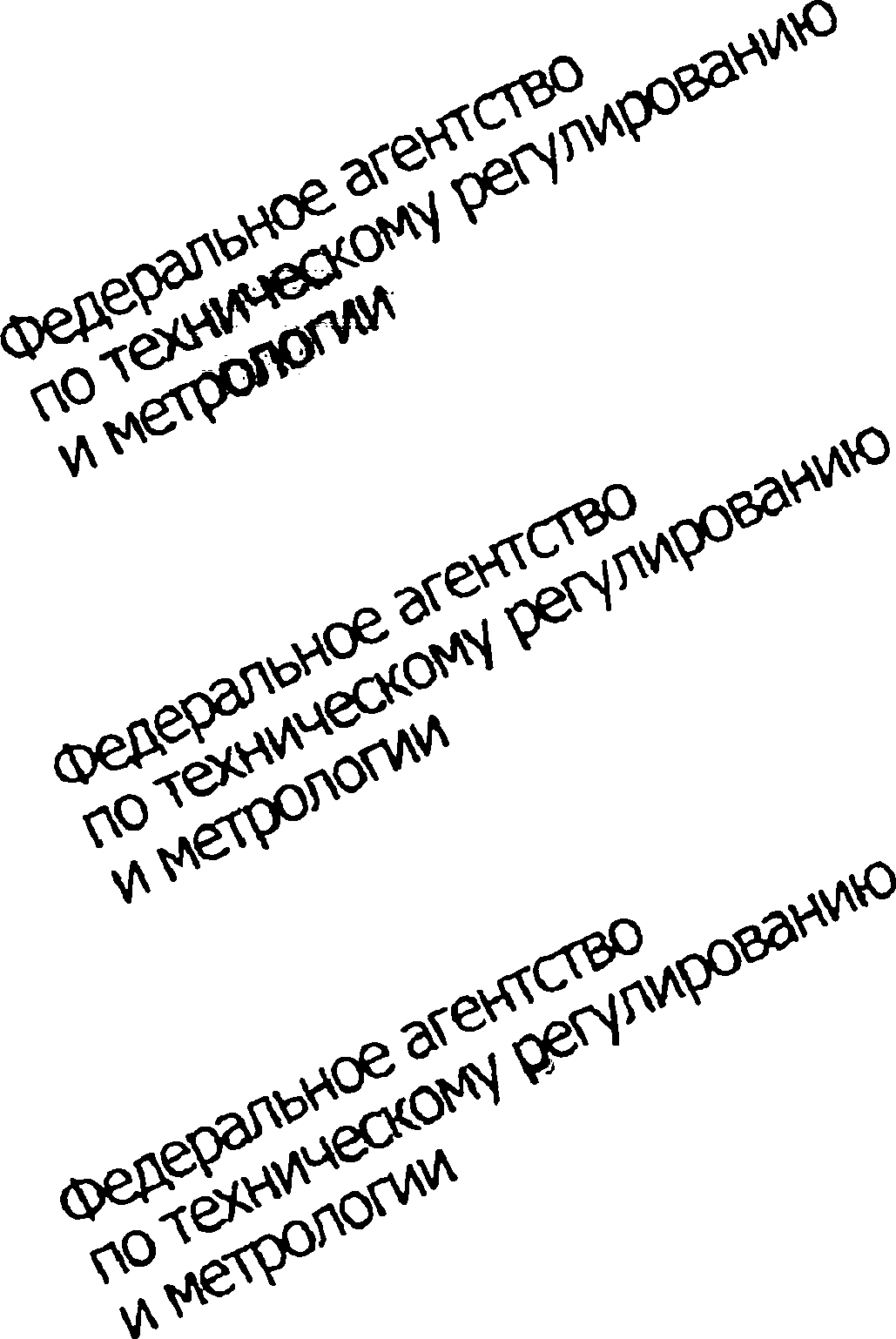
Ключевые слова: трубопроводы технологические стальные, требования к устройству, требования к эксплу-  
атации. взрывопожароопасные и химически опасные производства

Рода\* тор В. В. Косм#\*  
Техничеомй редактор 8. Н. Прусакова  
Корректор Л. Я. Митрофанова  
Комгъютерная верстка 7! Ф. Кузнецовой

Сдано а набор 05 02.2015. Пщмкано • печать 20.05.2015. Формат 60x54',у Бумага офсетная. Гарштура Ар мал  
Печать офсетная Уел. печ. п. 15,41. Уч.-тцд, л. 15.20. Тираж 70 эм Зак. 2144.

Издано и отпечатано во ФГУП «СТЛНДАРТИМФОРМ». 123995 Москва. Гранатный пер.. 4  
wvrw.gostrrfo iu info£9ostinfb.nt

Набрано в Калужской типографом стандартов



1. **На территории Российвой Федерации действует ГОСТ 2601—64 «Сварка металлов. Термины и определе-  
   ния основшх понятий».** [↑](#footnote-ref-1)
2. **На территорж Российской Федерации действует ГОСТ Р 55599—2013 «Сборочные единицы и детахы  
   трубопроводов на давление свыше 10 до 100 МПа. Общие технжеские требования».** [↑](#footnote-ref-2)
3. **\*'Для арматуры и деталей трубопроводов из российских материале» — это таблицы, вкпочвнные в  
   ГОСТ 356.** [↑](#footnote-ref-3)
4. **При наличии на трубопроводе арматуры из серого чугуна пробное давление не должно превышать  
   величину 0.4 МПа.** [↑](#footnote-ref-4)
5. **При восстановлении утраченного или отсутствующего паспорта трубопровода, находацегося в эксплузта-  
   lbm. на титульном листе лааюрта делается запись: «ДУБЛИКАТ. Паспорт составлен на основании техничеосой  
   документации изготовителя и результатов экспертного обследования» за подписью руководителя организации  
   (эксперта), разработавшей паспорт.** [↑](#footnote-ref-5)
6. **Подпись представителя монтажной организащы обязательна тогько для вновь вводимых трубопро-  
   водов.** [↑](#footnote-ref-6)
7. **Подпись руководителя экспертной организации (эксперта) обязательна толью при восстановлены\*  
   утраченного или отсутствующего паспорта трубопровода, находящегося в эксплуатащы** [↑](#footnote-ref-7)
8. (должность регистрирующего лица)

   **М.П.**

   **к » 20 с**

   **Примечания**

   1. **Обязатегъше приложения к паспорту.**

   [↑](#footnote-ref-8)
9. * **регламент проведомтя а зимнее время пуска (остановки) трубопровода (заполняется для трубопроводов,  
     расположенных на открытом воздухе или в неотапливаемом помещении)**
   1. **К паспорту таске прилагаются.**
   * **акты ревиз\*м и отбраковки элементов трубопровода:**
   * **удостоверенью о качестве ремонтов трубопроводов, е том ч«сле журнал сварочных работ на ремонт трубо-  
     проводов. подтверждающие качество примолотых при ремонте материалов и качество сварных стыков:**

   [↑](#footnote-ref-9)
10. * **документация по контроле металла трубопроводов, работающих в водородсодоржащих средах. При необ-  
      ходимости могут быть дополмтельно приложены другие документы.**

    [↑](#footnote-ref-10)
11. **схема (чертеж) трубопровода с указанием размеров участков, номинального диаметра, исходной и отбра-  
    ковочной толщины элементов трубогфоеода. мост установки опор, арматуры, фланцев, заглушек и других деталей,  
    мест слусоых, продувочных и дранажшх устройств, сварных стьжов. контрольных ээсверповок (если они имеют-  
    ся) и их нумерации.**

    * **расчет на прочность (если требуется):**

    [↑](#footnote-ref-11)
12. наименование изделия, обозначение

    * **паспорт — 1 жз. на каждое изделие (игм на парпео издегый до штук):**
    * **руководство по эксплуатации**

    обозначение [↑](#footnote-ref-12)
13. **эксплуатационная документация на комплект yxxipw изделия (ПС. РЭ):** [↑](#footnote-ref-13)
14. * **ведомости ЗИП**

    обозначение [↑](#footnote-ref-14)
15. * **комплект запасных честей в соответствии с ведомостью ЗИП.**

    [↑](#footnote-ref-15)