

## ПРИМЕР ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ

- 1. НАИМЕНОВАНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ И УРОВЕНЬ КВАЛИФИКАЦИИ:** Работник по проведению сложных аварийно-восстановительных и ремонтных работ на объектах газовой отрасли (4 уровень квалификации).
- 2. НОМЕР КВАЛИФИКАЦИИ:** 19.03500.03.
- 3. ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ:** 19.035 «Работник по аварийно-восстановительным и ремонтным работам в газовой отрасли» (регистрационный № 820, приказ Министерства труда и социальной защиты РФ № 222н от 01.03.2017)
- 4. ВИД ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ:** Аварийно-восстановительные и ремонтные (АВиР) работы в газовой отрасли.

### ЗАДАНИЯ ДЛЯ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ ЧАСТИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ЭКЗАМЕНА:

#### Задания с выбором вариантов ответа

**Задание 1.** Что значит деформация материала? *(выберите один верный вариант ответа)*

1. Изменение цвета и свойств материала вследствие изменения взаимного расположения его частиц.
2. Изменение свойств и физических характеристик материала, вследствие изменения взаимного расположения его частиц, приводящее к возникновению напряжений.
3. Изменение формы и размеров материала вследствие изменения взаимного расположения его частиц, приводящее к возникновению напряжений.
4. Изменение формы материала вследствие изменения взаимного расположения его частиц.

**Задание 2.** При какой глубине рисок, царапин, забоин на поверхности трубы допускается ремонт трубы? *(выберите один верный вариант ответа)*

1. Не превышающей 5 % от тела трубы.
2. Не превышающей 5 мм от тела трубы.
3. Не превышающей 15 % от тела трубы.
4. Не превышающей 20 % от тела трубы.

**Задание 3.** Каким образом выбирается место установки временных камер приема/запуска очистного устройства? *(выберите один верный вариант ответа)*

1. Не менее 100 м прилегающего газопровода должны быть выполнены по II категории и выше, а расчетное давление пропуска снаряда должно составлять не более 75 % от разрешенного рабочего давления в трубопроводе.
2. Не менее 150 м прилегающего газопровода должны быть выполнены по II категории и выше, а расчетное давление пропуска снаряда должно составлять не более 50 % от разрешенного рабочего давления в трубопроводе
3. Не менее 100 м прилегающего газопровода должны быть выполнены по II категории и выше, а расчетное давление пропуска снаряда должно составлять не более 75 % от проектного давления в трубопроводе.
4. Не менее 100 м прилегающего газопровода должны быть выполнены по II категории и выше, а расчетное давление пропуска снаряда должно составлять не более 50 % от проектного давления в трубопроводе.

**Задание 4.** Для чего применяется бородок? (выберите один верный вариант ответа)

1. Для окончательной обработки плоских и криволинейных поверхностей.
2. Для правки просверленных отверстий под заклепки, для выбивания забракованной заклепки, для пробивки отверстий в тонком листовом металле.
3. Для прорубания канавок в металле.
4. Для прорубания канавок в любом плотном материале.

**Задание 5.** Какой должна быть протяженность участка трубопровода, продуваемого без пропуска очистных поршней? (выберите один верный вариант ответа)

1. Не более 2 км.
2. Не более 3 км.
3. Не более 5 км.
4. Не более 4 км.

**Правильные ответы:**

1. – 3
2. – 1
3. – 1
4. – 2
5. – 3

## **ЗАДАНИЕ ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКОГО ЭТАПА ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ЭКЗАМЕНА:**

### **Задание на выполнение трудовых функций, трудовых действий в реальных или модельных условиях № 1**

Трудовая функция: С/02.4 Выполнение сложных монтажных работ на объектах газовой отрасли.

Трудовое действие: Установка специальных опор и кронштейнов под трубопроводы и кабели; монтаж и демонтаж мобильных временных камер приема и запуска очистных устройств; монтаж и демонтаж силовых заглушек (днищ).

Задание: Выполнить установку неподвижных опор надземного участка технологического трубопровода (газопровода) диаметром 300 мм.

При выполнении задания необходимо указать:

- минимально допустимое расстояние между местами установки опор и сварными швами;
- максимально допустимое расстояние между неподвижными опорами.

Условия выполнения задания: Получение допуска по результатам теоретического этапа профессионального экзамена, прохождение вводного инструктажа.

Место выполнения задания: Производственная площадка с выведенным из эксплуатации оборудованием/учебный полигон.

Максимальное время выполнения задания: 20 мин.

Используемое оборудование, нормативные и справочные материалы, другие источники информации:

- макет надземного участка технологического трубопровода (газопровода) диаметром 300 мм;
- опора неподвижная типа «УКГ 16.00.-02» серии 5.905-18.05 – 2 шт.;
- ГОСТ 32569–2013 «Трубопроводы технологические стальные» (приложение 1);
- СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб» (приложение 2);

- СИЗ: костюм для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий из антиэлектростатической ткани с маслостойкими свойствами со световозвращающими элементами, каска защитная, очки защитные, респиратор, перчатки, жилет сигнальный.

**Критерии оценки:**

Критерий считается выполненным, если ответ или действия соискателя по выполнению задания соответствуют правильному решению. В случае если соискатель допустил неточность в ответах или действиях либо не выполнил задание, критерий считается невыполненным.

<b>Критерий оценки</b>	<b>Правильное решение</b>
Выполнена установка неподвижных опор надземного участка технологического трубопровода (газопровода) диаметром 300 мм	На макете надземного участка технологического трубопровода (газопровода) диаметром 300 мм установлены две неподвижные опоры типа «УКГ 16.00.-02»
Правильно указано минимально допустимое расстояние мест установки опор от сварных швов	Не менее 100 мм
Правильно указано максимально допустимое расстояние между неподвижными опорами	Не более 100 м

В зависимости от количества выполненных критериев соискателю начисляют баллы в соответствии с приведенной ниже таблицей.

**Расчет баллов за практическое задание**

<b>Количество критериев по заданию</b>	<b>Условия расчета баллов по заданию</b>	
	<b>выполнено критериев</b>	<b>присвоено баллов</b>
3	3	20
	2	10
	1–0	0

**Правила обработки результатов практического этапа профессионального экзамена):**

Практический этап профессионального экзамена состоит из 3 заданий. Практический этап профессионального экзамена считается пройденным при условии, что соискатель выполнил 83 % и более практических заданий, набрав 50 баллов и более в соответствии с системой подсчета баллов.

**Правила обработки результатов профессионального экзамена и принятия решения о соответствии квалификации соискателя требованиям к квалификации:**

Положительное решение о соответствии квалификации соискателя требованиям к квалификации «Работник по проведению сложных аварийно-восстановительных и ремонтных работ на объектах газовой отрасли» (4 уровень квалификации) принимается при прохождении теоретического и практического этапов профессионального экзамена.

---

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ  
(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION  
(ISC)

---

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ  
СТАНДАРТ

ГОСТ  
32569—  
2013

---

# ТРУБОПРОВОДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СТАЛЬНЫЕ

Требования к устройству и эксплуатации  
на взрывопожароопасных и химически опасных  
производствах

Издание официальное



Москва  
Стандартинформ  
2015

## Предисловие

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены в ГОСТ 1.0—92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2—2009 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила 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 Трубопровод» (ООО «НТП Трубопровод»), Россия

2 ВНЕСЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 155 «Соединения трубопроводов общемашиностроительного применения»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 14 ноября 2013 г. № 44)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт

4 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 национального стандарта Российской Федерации с 1 января 2015 г.

### 5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном информационном указателе «Национальные стандарты», а текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет*

© Стандартиформ, 2015

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

## Содержание

1 Область применения . . . . .	1
2 Нормативные ссылки . . . . .	2
3 Термины, определения и сокращения . . . . .	4
4 Основные положения и расчетные параметры для проектирования . . . . .	6
5 Классификация трубопроводов . . . . .	7
6 Требования к конструкции трубопроводов . . . . .	10
6.1 Общее требование . . . . .	10
6.2 Фланцевые и другие соединения . . . . .	10
6.3 Ответвления (врезки) . . . . .	11
6.4 Отводы . . . . .	12
6.5 Переходы . . . . .	13
6.6 Заглушки . . . . .	13
6.7 Трубопроводы, работающие при номинальном давлении свыше 10 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> ) . . . . .	13
6.7.1 Общие требования . . . . .	13
6.7.2 Кованые и штампованные детали . . . . .	13
6.7.3 Гнутые и сварные элементы . . . . .	14
6.7.4 Разъемные соединения . . . . .	14
6.8 Сварные швы и их расположение, требования к сборочным единицам . . . . .	14
7 Требования к материалам и полуфабрикатам . . . . .	15
7.1 Общие положения . . . . .	15
7.2 Расчетная отрицательная температура . . . . .	15
7.3 Трубы . . . . .	16
7.4 Детали трубопроводов . . . . .	16
7.5 Поковки, сортовой прокат . . . . .	16
7.6 Крепежные детали . . . . .	17
7.7 Прокладочные материалы . . . . .	17
8 Требования к трубопроводной арматуре . . . . .	17
9 Основы расчета технологических трубопроводов на прочность и вибрацию . . . . .	20
10 Требования к устройству трубопроводов . . . . .	21
10.1 Размещение трубопроводов . . . . .	21
10.2 Устройства для дренажа и продувки трубопроводов . . . . .	25
10.3 Размещение арматуры . . . . .	27
10.4 Опоры и подвески трубопроводов . . . . .	28
10.5 Дополнительные требования к устройству трубопроводов при комплектно-блочном методе монтажа . . . . .	29
10.6 Компенсация температурных деформаций трубопроводов . . . . .	29
10.7 Требования к снижению вибрации трубопроводов . . . . .	30
10.8 Тепловая изоляция, обогрев . . . . .	32
10.9 Защита от коррозии и окраска трубопроводов . . . . .	34
11 Требования к монтажу трубопроводов . . . . .	34
11.1 Общие требования к монтажу трубопроводов . . . . .	34
11.2 Монтаж трубопроводов . . . . .	35
11.3 Отклонение от перпендикулярности . . . . .	35
11.4 Особенности монтажа трубопроводов с расчетным давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см <sup>2</sup> ) . . . . .	37
11.5 Документация и маркировка трубопроводов или сборочных единиц, поставляемых заводами-изготовителями . . . . .	37
12 Требования к сварке и термической обработке . . . . .	38
12.1 Сварка . . . . .	38
12.2 Термическая обработка . . . . .	41
12.3 Контроль качества сварных соединений . . . . .	42
13 Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов . . . . .	51
13.1 Общие требования . . . . .	51
13.2 Гидравлическое испытание на прочность и плотность . . . . .	52

13.3 Пневматическое испытание на прочность и плотность . . . . .	53
13.4 Промывка и продувка трубопровода . . . . .	54
13.5 Дополнительные испытания на герметичность . . . . .	55
13.6 Сдача-приемка смонтированных трубопроводов . . . . .	56
14 Требования к эксплуатации трубопроводов . . . . .	56
14.1 Обслуживание . . . . .	56
14.2 Надзор во время эксплуатации . . . . .	56
14.3 Ревизия трубопроводов . . . . .	57
14.3.17 Ревизия арматуры . . . . .	59
14.3.18 Контрольные засверловки . . . . .	59
14.3.19 Периодическое испытание трубопроводов . . . . .	60
14.3.20 Нормы отбраковки . . . . .	60
14.4 Техническая документация . . . . .	61
15 Подземные трубопроводы . . . . .	62
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 неотапливаемых помещениях и эксплуатируемых под давлением . . . . .	79
Приложение В (рекомендуемое) Расчетно-экспериментальные методы и средства защиты трубопровода от вибрации . . . . .	81
Приложение Г (обязательное) . . . . .	86
Приложение Д (обязательное) Применение материалов в газовых средах . . . . .	94
Приложение Е (рекомендуемое) . . . . .	96
Приложение Ж (обязательное) . . . . .	97
Приложение К (рекомендуемое) . . . . .	98
Приложение Л (рекомендуемое) Паспорт на сборочные единицы стальных трубопроводов комплектных 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 прокладок . . . . .	124
Приложение С (справочное) Требования разделов, пунктов настоящего стандарта и основные требования Директивы Европейского союза 97/23/ЕС и стандарта EN 13480 «Трубопроводы промышленные металлические» (издание 2002-05) . . . . .	125
Библиография . . . . .	129

## Введение

Настоящий стандарт устанавливает основные технические требования к технологическим трубопроводам: 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, соблюдению которых обязательно для предприятий, имеющих подконтрольные надзорным органам производства.

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

В работе принимали участие: Селезнев Г.М. (Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору), Миркин А.З., Кабо Л.Р., Магалиф В.Я., Куликов А.В., Усильев В.В., Корельштейн Л.Б. (ООО «НТП Трубопровод»), Самохин Ю.Н., Толкачев Н.Н. (ОАО «ВНИКТИнефтехимоборудование», 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), Тарасьев Ю.И., Дунаевский С.Н. (ЗАО «НПФ «ЦКБА», раздел 8, приложение Н), ЗАО «Петрохим Инжиниринг» (раздел 12, приложение Б), Хренков Н.Н. (ГК «ССТ», пункт 10.8.11).

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



## ТРУБОПРОВОДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СТАЛЬНЫЕ

Требования к устройству и эксплуатации на взрывопожароопасных  
и химически опасных производствах

Industrial steel pipe-lines. Requirements for design and operation in explosive  
and chemically dangerous industries

Дата введения — 2015—01—01

## 1 Область применения

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

К 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.

**П р и м е ч а н и е** — Наряду с термином «трубопровод технологический» может применяться термин «трубопровод».

1.2 Настоящий стандарт не в полной мере распространяется на эксплуатацию, контроль, проверку, испытания, техническое обслуживание и ремонт трубопроводных систем, введенных в эксплуатацию. Положения настоящего стандарта можно применять для указанных целей. Однако в этих случаях, возможно, потребуется принимать во внимание эксплуатационные документы по ГОСТ 2.601, а также другие нормативные документы (НД).

1.3 Наряду с настоящим стандартом при проектировании, строительстве и эксплуатации технологических трубопроводов следует руководствоваться техническими регламентами, межгосударственными, национальными и другими стандартами, строительными нормами и правилами, документами надзорных органов, разработанными для специфических производств. При этом следует учитывать требования пожаровзрывобезопасности, производственной санитарии и охраны труда, изложенные в соответствующих НД.

1.4 Настоящий стандарт не распространяется на трубопроводы:

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

- энергетические обвязочные трубопроводы котлов, которые регламентируются правилами на трубопроводы пара и горячей воды.

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

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

- 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 требования  
 ГОСТ 12.1.005—88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны  
 ГОСТ 12.1.007—76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности  
 ГОСТ 12.1.044—89 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения  
 ГОСТ 12.2.085—2002 Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности  
 ГОСТ 21.110—2013 Система проектной документации для строительства. Спецификация оборудования изделий и материалов  
 ГОСТ 356—80 Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные, пробные и рабочие. Ряды  
 ГОСТ 380—2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки  
 ГОСТ 481—80 Паронит и прокладки из него. Технические условия  
 ГОСТ 550—75 Трубы стальные бесшовные для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Технические условия  
 ГОСТ 977—88 Отливки стальные. Общие технические условия  
 ГОСТ 1050—2013 Металлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия  
 ГОСТ 2246—70 Проволока стальная сварочная. Технические условия  
 ГОСТ 3262—75 Трубы стальные водопроводные. Технические условия  
 ГОСТ 4543—71 Прокат из легированной конструкционной 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 котлов 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 3651-2:1998) Стали и сплавы коррозионно-стойкие. Методы испытания на стойкость к межкристаллитной коррозии  
 ГОСТ 6996—66 (ИСО 4136—89, ИСО 5173—81, ИСО 5177—81) Сварные соединения. Методы определения механических свойств  
 ГОСТ 7512—82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод  
 ГОСТ 8050—85 Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия  
 ГОСТ 8479—70 Поковки из конструкционной углеродистой и легированной стали. Общие технические условия

- ГОСТ 8696—74 Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические требования
- ГОСТ 8731—74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования
- ГОСТ 8733—74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические условия
- ГОСТ 9087—81 Флюсы сварочные плавные. Технические условия
- ГОСТ 9399—81 Фланцы стальные резьбовые на  $P_y$  20—100 МПа (200—1000 кгс/см<sup>2</sup>). Технические условия
- ГОСТ 9466—75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация и общие технические условия
- ГОСТ 9467—75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы
- ГОСТ 9940—81 Трубы бесшовные горячедеформированные из коррозионно-стойкой стали. Технические 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 высоколегированных сталей с особыми свойствами. Типы
- ГОСТ 10157—79 Аргон газообразный и жидкий. Технические условия
- ГОСТ 10493—81 Линзы уплотнительные жесткие и компенсирующие на  $P_y$  20—100 МПа (200—1000 кгс/см кв.). Технические условия
- ГОСТ 10494—80 Шпильки для фланцевых соединений с линзовым уплотнением на  $P_y$  свыше 10 до 100 МПа (свыше 100 до 1000 кгс/см<sup>2</sup>). Технические условия
- ГОСТ 10495—80 Гайки шестигранные для фланцевых соединений на  $P_y$  свыше 10 до 100 МПа (100—1000 кгс/см<sup>2</sup>). Технические условия
- ГОСТ 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 неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
- ГОСТ 16037—80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры
- ГОСТ 17375—2001 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3 D (R около 1,5 DN). Конструкция
- ГОСТ 17378—2001 (ИСО 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\* Сварка металлов плавлением. Дефекты сварных соединений. Термины и определения
- ГОСТ 19281—2014 Прокат повышенной прочности. Общие технические условия
- ГОСТ 20072—74 Сталь теплоустойчивая. Технические условия
- ГОСТ 20295—85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия
- 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 неразрушающий. Магнитопорошковый метод

\* На территории Российской Федерации действует ГОСТ 2601—84 «Сварка металлов. Термины и определения основных понятий».

ГОСТ 22790—89\* Сборочные единицы и детали трубопроводов на  $P_y$  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, транспортирование и хранение

ГОСТ 23949—80 Электроды вольфрамовые сварочные неплавящиеся. 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 ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

### 3 Термины, определения и сокращения

#### 3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями и сокращениями:

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

**3.1.2 блок технологический:** Комплекс или сборочная единица технологического оборудования заданного уровня заводской готовности и производственной технологичности, предназначенные для осуществления основных или вспомогательных технологических процессов. В состав блока включаются машины, аппараты, первичные средства контроля и управления, трубопроводы, опорные и обслуживающие конструкции, тепловая изоляция и химическая защита. Блоки формируются, как правило, для осуществления теплообменных, массообменных, гидродинамических, химических, биологических процессов.

**3.1.3 давление номинальное;  $PN$ :** Наибольшее избыточное давление при температуре рабочей среды 20 °С, выбранное из стандартного ряда давлений, при котором обеспечивается заданный срок службы арматуры и деталей трубопровода, с учетом выбранного материала и характеристик прочности, соответствующих температуре 20 °С.

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

1 Число, следующее после  $PN$ , не имеет размерности и не может применяться в расчетах, если нет специальной оговорки в стандарте.

2 Максимальное допустимое давление элемента трубопровода зависит от числа  $PN$ , материала, конструкции и максимальной температуры этого элемента и т. д.

Соответствующие европейские региональные стандарты для элементов трубопроводов содержат таблицы с соотношениями «давление-температура»\*\* или, как минимум, правило, согласно которому можно рассчитать эти соотношения.

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

\* На территории Российской Федерации действует ГОСТ Р 55599—2013 «Сборочные единицы и детали трубопроводов на давление свыше 10 до 100 МПа. Общие технические требования».

\*\* Для арматуры и деталей трубопроводов из российских материалов — это таблицы, включенные в ГОСТ 356.

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

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

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

3.1.8 **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.

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

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

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

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

3.1.12 **крестовина**: Соединение (рисунок 6.2 е), в котором расстояние между осями ответвляемых трубопроводов составляет: для ответвлений диаметром до 100 мм — не менее  $D + 50$  мм; для ответвлений диаметром 100 мм и более — не менее  $D + 100$  мм.

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

3.1.14 **нормативный документ; НД**: Стандарт, технические условия, свод правил, правила и т. п.

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

3.1.16 **отвод гнутый**: Отвод, изготовленный из трубы, с радиусомгиба более  $1,5 DN$ .

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.25 **температура стенки допустимая**: Максимальная (минимальная) температура стенки, при которой допускается эксплуатация трубопровода.

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

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

3.1.28 **тройник**: Фасонная деталь трубопровода для слияния или деления потоков транспортируемого вещества под углом от 45° до 90°; в зависимости от способа изготовления тройники подразделяются на бесшовные, сварные и штампованные.

3.1.29 **тройник бесшовный**: Тройник, изготовленный из бесшовной трубы способом горячей штамповки либо гидроштамповки или изготовленный из поковки или из литой заготовки.

3.1.30 **тройник сварной**: Тройник, изготовленный из бесшовных или электросварных труб способом резки штупера.

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

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

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

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

3.1.35 **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.

## 3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

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

РД — радиографический контроль (дефектоскопия);

РЭ — руководство по эксплуатации;

КСУ (КСВ) — ударная вязкость, на образце с U-образным надрезом (то же с V-образным надрезом);

СНП — спирально-навитая прокладка;

ТУ — технические условия;

МКК — межкристаллитная коррозия.

## 4 Основные положения и расчетные параметры для проектирования

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

4.2 Для трубопроводов и арматуры, находящихся в контакте со взрывопожароопасными и вредными средами, проектная организация устанавливает расчетный срок эксплуатации, что должно быть отражено в проектной документации и внесено в паспорт трубопровода.

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

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

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

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

#### 4.6 Расчетное давление

За расчетное давление в трубопроводе принимают:

- наибольшее расчетное (разрешенное) давление для аппаратов, с которыми соединен трубопровод;
- для напорных трубопроводов (после насосов, компрессоров, газодувок) — максимальное давление, развиваемое центробежной машиной при закрытой задвижке со стороны нагнетания; а для поршневых машин — давление срабатывания предохранительного клапана арматуры, установленного на источнике давления;
- в системах трубопроводов, защищенных предохранительными клапанами, — максимально возможное рабочее давление, возникающее при отклонении от нормального технологического режима и определяемое технологической частью проекта, с учетом противодействия при сбросе. Допускается кратковременное превышение расчетного давления при работе клапана в пределах 10 %;
- другое возможное давление, которое в сочетании с соответствующей температурой может потребовать большую толщину стенки.

#### 4.7 Расчетная температура

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

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

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

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

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

## 5 Классификация трубопроводов

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

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

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

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

5.5 Обозначение трубопровода в общем виде содержит обозначение группы транспортируемой среды и ее категории. Обозначение «трубопровод I группа А(б)» обозначает трубопровод, по которому транспортируется среда группы А (б) с параметрами категории I.

5.6 Группу среды трубопровода, транспортирующей 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-





Окончание таблицы 5.1

Группа среды	Транспортируемое вещество	Категория трубопровода											
		I		II		III		IV		V			
		$P_{\text{раб}}$ МПа	$t_{\text{раб}}$ °C	$P_{\text{раб}}$ МПа	$t_{\text{раб}}$ °C	$P_{\text{раб}}$ МПа	$t_{\text{раб}}$ °C	$P_{\text{раб}}$ МПа	$t_{\text{раб}}$ °C	$P_{\text{раб}}$ МПа	$t_{\text{раб}}$ °C		
	б) легковоспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)	Св. 2,5	Св. плюс 300 или ниже минус 40	Св. 1,6 до 2,5	До 300	До 1,6	От минус 40 до 120	—	—	—	—		
		Вакуум ниже 0,08	Независимо	Вакуум выше 0,08 до 300	От минус 40 до 300								
В	в) горючие жидкости (ГЖ)	Св. 6,3	Св. плюс 350 или ниже минус 40	Св. 2,5 до 6,3	До 350	Св. 1,6 до 2,5	До 250	До 1,6	От минус 40 до 120	—	—		
		Вакуум ниже 0,003	Св. плюс 350 или ниже минус 40	От вакуума до вакуума 0,08		Вакуум выше 0,08 до 250							
В	Трудногорючие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества	Вакуум ниже 0,003	Св. плюс 450 или ниже минус 60	От вакуума до вакуума 0,08 или до 6,3	До 450	Св. 2,5 до 6,3	До 350	Св. 1,6 до 2,5	До 250	От вакуума до 1,6	От минус 40 до 120		
		Св. 6,3		От вакуума до вакуума 0,08 или до 6,3		Ниже минус 40							

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

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

5.8 Для вакуумных трубопроводов следует учитывать абсолютное рабочее давление.

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

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

5.11 Сопоставительная таблица классификации трубопроводов по настоящему стандарту в сравнении с классификацией по [4] и [2] приведена в приложении ZA.

## 6 Требования к конструкции трубопроводов

### 6.1 Общее требование

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

### 6.2 Фланцевые и другие соединения

6.2.1 Фланцы принимают по [5]. Фланцы типа 01 (плоские) применяют для трубопроводов, работающих при номинальном давлении  $PN \leq 25$  или при температуре среды не выше 300 °С. Не допускается применять плоские фланцы в трубопроводах в условиях циклических нагрузок с числом циклов свыше  $2 \cdot 10^3$  за весь срок службы, а также в средах, вызывающих коррозионное растрескивание.

6.2.2 Крепежные детали и прокладки принимают в соответствии с ГОСТ 20700, [5], [6] и НД.

Для трубопроводов с группой сред А и Б и  $PN 10$  следует применять фланцы на  $PN 16$ .

6.2.3 Для трубопроводов, работающих при номинальном давлении  $PN > 25$  независимо от температуры, а также для трубопроводов с рабочей температурой выше 300 °С независимо от давления применяют фланцы приварные встык типа 11 по [5].

6.2.4 Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев трубопроводов для мягких прокладок в зависимости от группы сред, например для прокладок по ГОСТ 481, приведен в приложении Р.

6.2.5 Для трубопроводов, транспортирующих вещества групп А и Б технологических объектов I категории взрывопожароопасности, а также высокоорганический теплоноситель (ВОТ), не допускается применение фланцев с соединительным выступом, за исключением случаев применения СНП с ограничительными кольцами [6].

6.2.6 Гладкую уплотнительную поверхность фланцев под СНП рекомендуется обработать в виде концентрических или спиральных канавок с шероховатостью  $Ra$  от 3,2 до 6,3 мкм скругленным резцом с последующей подшлифовкой поверхности от заусенцев и острых кромок (радиус инструмента не менее 1,5 мм, количество пазов от 1,8 до 2,2 на 1 мм) согласно нормам [7].

6.2.7 Для прокладок, требующих замкнутого объема, следует применять фланцы с уплотнительной поверхностью по [5], исполнения L, M «шип-паз» [например, прокладки из политетрафторэтилена (PTFE)].

6.2.8 При сборке фланцевых соединений сборочных единиц уплотнительные поверхности приварных фланцев должны быть перпендикулярны к осям труб и деталей и соосны с ними согласно 11.3.1.

Допускаемые отклонения от параллельности уплотнительных поверхностей фланцев не должны превышать 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).

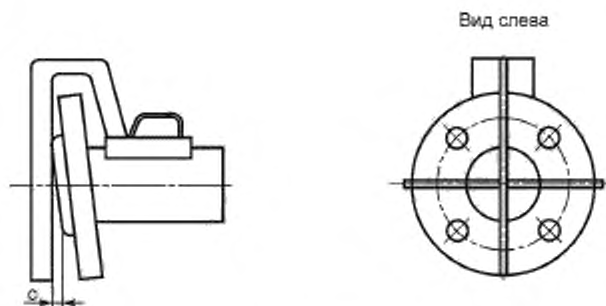


Рисунок 6.1 — Измерительный шаблон для проверки отклонений

6.2.9 При установке штуцеров и люков (угловое соединение):

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

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

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

6.2.12 При сборке фланцевых соединений должны быть выполнены следующие требования:

- гайки болтов должны быть расположены с одной стороны фланцевого соединения;
- длина шпилек (болтов) должна обеспечивать превышение резьбовой части над гайкой не менее чем на 1 шаг резьбы, не считая фаски;
- гайки соединений с мягкими прокладками затягивают равномерно по способу крестообразного обхода: сначала затягивают одну пару противоположно расположенных болтов, затем – вторую, находящуюся под углом  $90^\circ$  к первой, и после этого таким же способом затягивают все болты;
- гайки соединений с металлическими прокладками затягивают по способу кругового обхода (при трех- или четырехкратном круговом обходе равномерно затягивают все гайки);
- крепежные детали во фланцевых соединениях должны быть одной партии. Порядок сборки фланцевых соединений, контроль усилия затяжки крепежных деталей должны быть приведены в производственных инструкциях предприятия-изготовителя с соблюдением требований ГОСТ 20700;
- болты и шпильки соединений трубопроводов, работающих при температуре свыше  $300^\circ\text{C}$ , предварительно должны быть покрыты графитовой смазкой, предохраняющей их от заедания и пригорания;
- фланцы на замыкающих концах сборочных единиц приваривают только в случаях, когда расположение отверстий в них не ограничено. Фланцы, связанные с аппаратами, арматурой или фланцами на других узлах, после уточнения их положения по месту следует приваривать на монтаже.

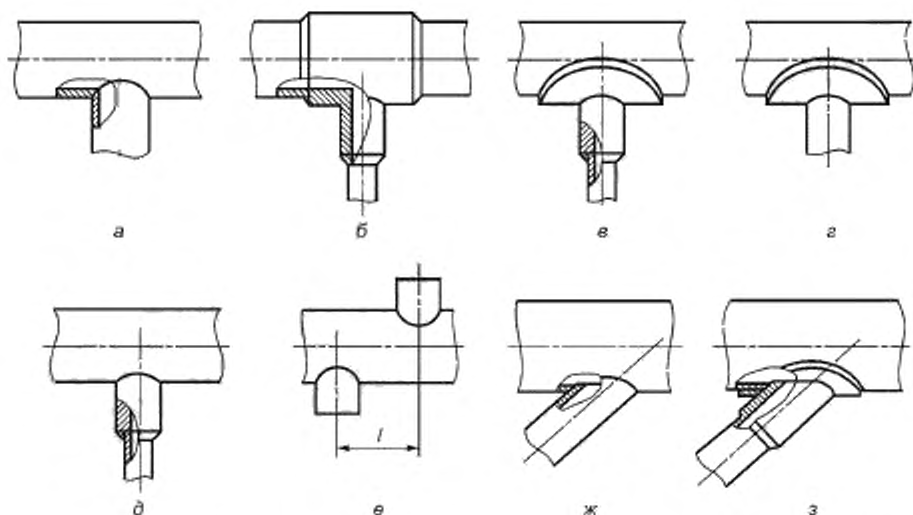
6.2.13 Кроме фланцевых соединений, можно применять другие виды разъемных соединений (согласно 31.24).

### 6.3 Ответвления (врезки)

6.3.1 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 в нижней части трубопровода.



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

Рисунок 6.2 — Ответвления на технологических трубопроводах

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

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

Крестовины и крестовые врезки из электросварных труб допускается применять при номинальном давлении до *PN* 16 вкл.

Крестовины и крестовые врезки из бесшовных труб допускается применять при номинальном давлении не более *PN* 25 (при условии изготовления крестовин из труб с номинальным давлением не менее *PN* 40).

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

#### 6.4 Отводы

6.4.1 Для трубопроводов применяют, как правило, крутоизогнутые отводы, изготовленные из бесшовных и сварных прямошовных труб методом горячей штамповки или протяжки, например изготовленные в соответствии с ГОСТ 17375, а также гнутые и штампованные. При диаметре *DN* > 400 выполняют подварку корня шва, сварные швы подвергают 100% -ному УЗД или РД.

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

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

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

6.4.4 В трубопроводах допускается применять сварные секторные отводы номинальным диаметром *DN* ≤ 500 при номинальном давлении *PN* ≤ 40 и номинальным диаметром *DN* > 500 при номинальном давлении *PN* ≤ 25.

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

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

Сварные секторные отводы не следует применять в случаях:

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

## 6.5 Переходы

6.5.1 В трубопроводах следует применять, как правило, переходы штампованные, например изготовленные 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 присоединяемых труб аналогичных марок сталей и аналогичных рабочих (расчетных) параметров.

6.5.2 Допускается применение лепестковых переходов для трубопроводов с номинальным давлением  $PN \leq 16$  и номинальным диаметром  $DN \leq 500$ .

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

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

После изготовления лепестковые переходы следует подвергать термообработке.

## 6.6 Заглушки

6.6.1 Приварные плоские и ребристые заглушки из листовой стали рекомендуется применять для трубопроводов при номинальном давлении  $PN \leq 25$ .

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

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

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

### 6.7.1 Общие требования

6.7.1.1 Соединения элементов трубопроводов, работающих под давлением до 35 МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>), рекомендуется производить сваркой. Применяют только стыковые без подкладного кольца сварные соединения. Фланцевые и другие соединения допускается предусматривать в местах подключения трубопроводов к аппаратам, арматуре и другому оборудованию, а также на участках трубопроводов, требующих в процессе эксплуатации периодической разборки или замены.

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

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

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

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

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

### 6.7.2 Кованые и штампованные детали

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

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

### 6.7.3 Гнутые и сварные элементы

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

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

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

6.7.3.4 Применение отводов, сваренных из секторов, не допускается.

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

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

### 6.7.4 Разъемные соединения

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

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

6.7.4.3 Шпильки для фланцевых соединений с линзовым уплотнением на давление  $PN \geq 100$  принимают по ГОСТ 10494, гайки — по ГОСТ 10495.

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

6.8.1 Расстояние между соседними кольцевыми стыковыми сварными соединениями должно быть не менее трехкратного значения номинальной толщины свариваемых элементов, но не менее 100 мм для диаметров до 219 мм вкл., 250 мм для диаметров до 550 мм вкл. и 400 мм для диаметров более 550 мм. В технически обоснованных случаях допускается для труб с наружным диаметром до 100 мм принимать расстояние между кольцевыми стыковыми швами равным наружному диаметру трубы.

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

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

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

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

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

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

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

- для труб (штуцеров) с наружным диаметром 100 мм и более — не менее 100 мм.

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

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

6.8.7 Для поперечных стыковых сварных соединений, подлежащих местной термической обработке, длина свободного прямого участка трубы в каждую сторону от оси шва (до ближайших приварных деталей

и элементов, начала гiba, соседнего поперечного шва) должна быть не менее величины  $L$ , определяемой по формуле (1), но не менее 100 мм:

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

где  $D_n$  — номинальный наружный диаметр трубы, мм;

$S_n$  — номинальная толщина стенки трубы, детали, мм.

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

Т а б л и ц а 6.1 — Минимальная длина свободного прямого участка

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

## 7 Требования к материалам и полуфабрикатам

### 7.1 Общие положения

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

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

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

7.1.4 Применение импортных полуфабрикатов и материалов допускается, если это предусмотрено международными стандартами ASME, EN.

7.1.5 Предприятие — изготовитель трубопровода должно осуществлять входной контроль качества поступающих полуфабрикатов. Оценку качества полуфабрикатов проводят в соответствии с требованиями стандартов и НД на конкретные полуфабрикаты и подтверждают сертификатами.

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

7.1.6 Для изготовления, монтажа и ремонта трубопроводов следует применять основные материалы, указанные в приложении А: трубы — см. таблицу А.1, поковки — таблицу А.2, стальные отливки — таблицу А.3, крепежные детали — таблицу А.4, материалы деталей под давлением  $PN > 100$  — см. приложение Г.

### 7.2 Расчетная отрицательная температура

Для трубопроводов, размещаемых на открытой площадке или в неотапливаемом помещении, минимальную температуру стенки трубопровода принимают равной:

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

- значению отрицательной температуры, указанной в таблице А.1, столбец «более 0,35[ $\sigma$ ]» для соответствующего материала, если температура стенки трубопровода, находящегося под расчетным (рабочим) 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 герметичность в зимнее время выполняют в соответствии с «Регламентом проведения в зимнее время пуска (остановки) или испытания на герметичность трубопроводов» (приложение Б), если нет других указаний в НД;

- материал опорных элементов принимают по средней температуре наиболее холодной пятидневки данного района с обеспеченностью 0,92 согласно [8].

### 7.3 Трубы

7.3.1 Пределы применения труб из сталей различных марок указаны в приложении А (таблица А.1).

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

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

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

- отношение наружного диаметра трубы к толщине стенки менее 50;

- толщина стенки трубы более 30 мм для низколегированных сталей или более 36 мм для углеродистых сталей;

- транспортируемая среда вызывает коррозионное растрескивание.

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

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

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

7.3.6 Для трубопроводов следует применять трубы с нормированными химическим составом и механическими свойствами металла (группа В) по приложению А.

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

7.3.8 Допускается применять в качестве труб обечайки, изготовленные из листовой стали в соответствии с [9].

### 7.4 Детали трубопроводов

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

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

### 7.5 Поковки, сортовой прокат

7.5.1 Пределы применения поковок различных марок сталей должны соответствовать требованиям приложения А, таблица А.2.

7.5.2 Поковки должны применяться в термически обработанном состоянии.

7.5.3 Для изготовления поковок должны применяться качественные углеродистые, низколегированные, легированные и коррозионно-стойкие стали.

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

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



Дефектоскопии должно подвергаться не менее 50 % объема контролируемой поковки. Площадь контроля распределяют равномерно по всей контролируемой поверхности. Объем контроля для  $PN > 100$  приведен в приложении Г.

Методы и нормы контроля должны соответствовать действующих НД.

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

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

### 7.6 Крепежные детали

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

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

7.6.2 Крепежные детали должны изготавливаться из сортового проката или поковок.

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

7.6.4 В случае применения шпилек (болтов) и гаек из стали одной марки, твердость гаек должна быть ниже твердости шпилек (болтов) не менее чем 15 НВ.

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

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

7.6.7 Материалы крепежных деталей должны выбираться с коэффициентом линейного расширения, близким по значению к коэффициенту линейного расширения материала фланца. Разность в значениях коэффициентов линейного расширения материалов не должна превышать 10 %.

Допускается применять материалы крепежных деталей и фланцев с коэффициентами линейного расширения, значения которых различаются более чем на 10 %, в случаях, обоснованных расчетом на прочность или экспериментальными исследованиями, а также для фланцевых соединений с рабочей температурой не более 100 °С.

### 7.7 Прокладочные материалы

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

## 8 Требования к трубопроводной арматуре

8.1 При проектировании и изготовлении трубопроводной арматуры необходимо выполнять требования технических регламентов, стандартов и требования заказчиков в соответствии с требованиями безопасности по [10].

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

- перечень НД, на основании которых выполняют проектирование, изготовление и эксплуатацию арматуры;

- основные технические данные и характеристики арматуры;

- показатели надежности и/или показатели безопасности (для арматуры, у которой возможны критические отказы);

- требования к изготовлению;

- требования безопасности;

- комплект поставки;

- правила приемки;

- методы испытаний;

- перечень возможных отказов и критерии предельных состояний;

- указания по эксплуатации;

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

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

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

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

8.4 Дополнительные показатели назначения для конкретных видов арматуры следующие:

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

8.5 Арматура должна быть испытана в соответствии с [11] и ТУ, при этом обязательный объем испытаний 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, Б(а) и Б(б) 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.

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

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

Направление осей штока привода должно определяться в проектной документации.

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

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

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

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

8.12 Для сред групп А(б), Б(а), кроме сжиженных газов; Б(б), кроме ЛВЖ с температурой кипения ниже 45 °С; Б(в) — арматуру из ковкого чугуна допускается использовать, если пределы рабочих темпера-

тур среды не ниже минус 30 °С и не выше 150 °С при давлении среды не более 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>). При этом для номинальных давлений среды до 10 применяется арматура, рассчитанная на давление  $PN \geq 16$ , а для номинальных давлений  $PN > 10$  — арматура, рассчитанная на давление  $PN \geq 25$ .

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

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

8.14 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 замерзающие жидкости, при температуре стенки трубопровода ниже 0 °С независимо от давления;
- в обвязке насосных агрегатов при установке насосов на открытых площадках;
- в обвязке резервуаров и емкостей для хранения взрывопожароопасных и токсичных веществ.

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

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

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

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

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

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

8.20 Для обеспечения безопасной работы в системах автоматического регулирования при выборе регулирующей арматуры должны быть соблюдены 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 регулирования не должен превышать величину кавитационного перепада.

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

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

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

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

Форма 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, включенной в маркировку арматуры;
- перечень материалов основных деталей арматуры;
- информация о видах опасных воздействий, если арматура может представлять опасность для жизни и здоровья людей или окружающей среды, и 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.

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

8.24 Безопасность арматуры при эксплуатации обеспечивается выполнением следующих требований:

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

8.25 Не допускается:

- эксплуатировать арматуру при отсутствии маркировки и эксплуатационной документации;
- проводить работы по устранению дефектов корпусных деталей и подтяжку резьбовых соединений, находящихся под давлением;
- использовать арматуру в качестве опоры для трубопровода;
- применять для управления арматурой рычаги, удлиняющие плечо рукоятки или маховика, не предусмотренные РЭ;
- применять удлинители к ключам для крепежных деталей.

## 9 Основы расчета технологических трубопроводов на прочность и вибрацию

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

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

9.3 Нагрузки от температурных напряжений учитывают в расчете трубопроводов, в которых регламентированы предельные значения дополнительных 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;
- 2,4 — 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.

9.4 Основным критерием вибропрочности трубопровода является условие отстройки собственных частот колебаний трубопровода  $f_j$  от дискретных частот детерминированного возбуждения  $f_p$ .

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

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

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

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

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

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

9.5 Подробно вопросы расчета прочности, вибрации и сейсмических воздействий рассмотрены в ГОСТ 32388.

## 10 Требования к устройству трубопроводов

### 10.1 Размещение трубопроводов

10.1.1 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 подъемно-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 самокомпенсации температурных деформаций трубопроводов и защиту от повреждений;
- возможность беспрепятственного перемещения подъемных механизмов, оборудования и средств пожаротушения.

10.1.3 При выборе трассы трубопровода необходимо предусматривать возможность самокомпенсации температурных деформаций в местах поворотов трассы.

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

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

Уклоны трубопроводов следует принимать не менее:

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

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

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

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

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

В непроходных каналах допускается прокладка трубопроводов, транспортирующих вязкие, легкозастигающие 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 допускается в тех случаях, когда это не препятствует движению транспорта и средств пожаротушения.

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

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

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

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

10.1.9 Расстояние между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до строительных конструкций (рисунок 10.1) как по горизонтали, так и по вертикали следует принимать с учетом возможности сборки, ремонта, осмотра, нанесения изоляции, а также величины смещения трубопровода при температурных деформациях. В приложении Е указаны расстояния между осями смежных трубопроводов и от стенок каналов и стен зданий.

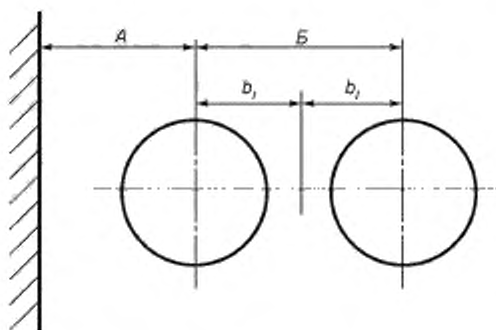


Рисунок 10.1 — Расположение трубопроводов

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

- для неизолированных трубопроводов при  $DN \leq 600$  — 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 канала принимают не менее 100 мм.

Расстояние Б (между осями трубопроводов) определяют суммированием табличных размеров  $b_i$ , где  $b_i = b_1, b_2, \dots, b_n$  (приложение Е).

При расположении фланцев в разных плоскостях («вразбежку») расстояние между осями изолированных трубопроводов следует определять суммированием  $b_4$  большего диаметра и  $b_5 - b_6$  меньшего диаметра.

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

10.1.11 При совместной прокладке трубопроводов и электрокабелей для определения расстояния между ними следует руководствоваться [13], [14], правилами устройства электроустановок и НД.

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

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

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

10.1.14 Не допускается размещать арматуру, дренажные устройства, разъемные соединения в местах 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 предусматриваться защитные поддоны.

По несгораемой поверхности несущих стен производственных зданий допускается прокладывать внутрицоховые трубопроводы с условным проходом до 200 мм, исходя из допускаемых нагрузок на эти стены. Такие трубопроводы должны располагаться на 0,5 м ниже или выше оконных и дверных проемов. При этом трубопроводы с легкими газами располагаются выше, а с тяжелыми — ниже оконных и дверных проемов. Прокладка трубопроводов по стенам зданий со сплошным остеклением, а также по легкосбрасываемым конструкциям не допускается.

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

10.1.16 Прокладка трубопроводов на низких и высоких отдельно стоящих опорах или эстакадах возможна при любом сочетании трубопроводов независимо от свойств и параметров транспортируемых веществ. При этом трубопроводы с веществами, смешение которых при разгерметизации может привести к аварии, следует располагать на максимальном 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.

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

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

10.1.19 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.

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

- среды групп А, Б;
- технологические среды с температурой выше 300 °С и ниже минус 40 °С или давлением выше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) 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.

10.1.22 Трубопроводы, проходящие через стены или перекрытия зданий, следует заключать в специальные гильзы или футляры. Сварные и разъемные соединения трубопроводов внутри футляров или гильз не допускаются.

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

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

Гильзы не могут служить опорой трубопровода.

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

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

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

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

10.1.27 Межцеховые трубопроводы групп А и Б не допускается прокладывать под и над зданиями.

Трубопроводы групп А, Б(а), Б(б) не допускается укладывать в общих каналах с паропроводами, теплопроводами, кабелями силового и слабого токов.

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

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

- 5,55 м — для железнодорожных путей (над головкой рельса);
- 5 м — (4,5 м при соответствующем обосновании) для автомобильных дорог;
- 2,2 м — для пешеходных дорог.

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

- 2,45 м — до оси железнодорожного пути нормальной колеи;
- 1,0 м — до бордюра автомобильной дороги.

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

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

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



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

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

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

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

10.1.34 Глубина заложения подземных трубопроводов должна быть не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней части трубы или теплоизоляции в тех местах, где не предусмотрено движение транспорта, а на остальных участках глубину заложения принимают исходя из условий сохранения прочности трубопровода с учетом всех действующих нагрузок.

Трубопроводы, транспортирующие застывающие, увлажненные и конденсирующиеся вещества, должны располагаться на 0,1 м ниже глубины промерзания грунта, с уклоном к конденсатосборникам, другим емкостям или аппаратам.

10.1.35 По возможности следует избегать пересечения и сближения до расстояния менее 11 м трубопроводов с рельсовыми путями электрифицированных железных дорог и другими источниками блуждающих токов. В обоснованных случаях допускается уменьшение указанного расстояния при условии применения соответствующей защиты от блуждающих токов, с обоснованием в проекте.

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

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

## 10.2 Устройства для дренажа и продувки трубопроводов

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

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

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

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

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

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

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

Т а б л и ц а 10.1 — Номинальные диаметры штуцеров-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 расчетом.

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

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

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

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

Диаметры дренажных штуцеров и запорной арматуры для удаления конденсата из паропровода при его продувке, а также из трубопроводов другого назначения в случае необходимости их продувки паром принимают в зависимости от диаметра трубопровода по таблице 10.2.

Т а б л и ц а 10.2 — Номинальные диаметры дренажных штуцеров и запорной арматуры

В миллиметрах

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

10.2.7 Для опорожнения трубопроводов от воды после гидравлического испытания используют в первую очередь устройства для технологического дренажа трубопроводов. При отсутствии технологического дренажа предусматривают штуцера, свариваемые непосредственно в дренируемый трубопровод.

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

Т а б л и ц а 10.3 — Номинальные диаметры дренажных штуцеров

В миллиметрах

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

10.2.8 Для трубопроводов, предназначенных для транспортирования сжиженных газов, пожаровзрывоопасных продуктов и веществ 1-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 производиться с помощью съемных участков трубопроводов или гибких шлангов. По окончании продувки (промывки) съемные участки или шланги должны быть сняты, а на запорную арматуру установлены заглушки.

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

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

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

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

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

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

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

### 10.3 Размещение арматуры

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

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

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

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

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

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

10.3.5 На внутрицеховых обвязочных трубопроводах установка и расположение запорной арматуры должны обеспечивать возможность надежного отключения каждого агрегата или технологического аппарата, а также всего трубопровода.

10.3.6 Для уменьшения усилий при открытии запорной арматуры с ручным приводом номинальных диаметров  $DN > 500$  и номинальных диаметров  $DN > 350$  на номинальные давления  $PN > 16$  следует предусматривать обводные линии (байпасы) для выравнивания давлений во входном и выходном патрубках запорной арматуры (таблица 10.4)

Т а б л и ц а 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

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

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

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

10.3.10 На нагнетательных линиях компрессоров и центробежных насосов предусматривают установку 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.

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

Последовательность установки обратного клапана и запорной арматуры и количество арматуры должны обеспечивать возможность внеочередных ревизий обратных клапанов без остановки технологического процесса, если срок ревизии обратного клапана меньше срока ревизии трубопровода.

10.3.12 Для надежного отключения от коллектора агрегатов (технологических аппаратов) с рабочим давлением  $P_p \geq 4,0$  МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), на трубопроводах, транспортирующих вещества групп А, Б(а), Б(б), следует устанавливать две единицы запорной арматуры с дренажным устройством между ними номинальным диаметром  $DN 25$ . На дренажной арматуре устанавливают заглушки.

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

На трубопроводах, транспортирующих вещества указанных групп (см. таблицу 5.1) с рабочим давлением  $P_p < 4$  МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), а также групп Б(в) независимо от давления, устанавливают одну единицу запорной арматуры и дренажную арматуру с заглушкой.

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

10.3.14 На вводе трубопровода в производственные цехи, в технологические узлы и в установки, если максимально возможное рабочее давление технологической среды в трубопроводе превышает расчетное 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.

#### 10.4 Опоры и подвески трубопроводов

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

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

Опоры и подвески следует располагать максимально близко к сосредоточенным нагрузкам, арматуре, фланцам, фасонным деталям и т. п.

10.4.2 Опоры и подвески рассчитывают на нагрузки от массы трубопровода с транспортируемой средой (или водой при гидротестировании), изоляцией, футеровкой, льдом (если возможно обледенение), а также на нагрузки, возникающие при термическом расширении трубопровода.

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

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

10.4.5 При выборе материалов для опорных конструкций, подвесок, размещаемых вне помещений и в неотопляемых 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 материалу трубопровода.

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

10.4.7 Для трубопроводов, подверженных вибрации, рекомендуется применять опоры с хомутом или, при соответствующем обосновании, специальные демпфирующие опорные конструкции (вязкоупругие или сухого трения). Подвески для таких трубопроводов допускается предусматривать в качестве дополнительного способа крепления.

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

10.4.9 Опоры под трубопроводы должны устанавливаться с соблюдением следующих требований:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

10.6.4 Для П-образных компенсаторов гнутые отводы следует применять только из бесшовных, а сварные — из бесшовных и сварных прямошовных труб. Применение сварных отводов для изготовления П-образных компенсаторов допускается в соответствии с указаниями 6.4.4.

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

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

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

10.6.8 В условиях стесненной компоновки эффективным способом компенсации температурных расширений является использование компенсаторов и компенсирующих устройств на базе гибкого элемента сильфона. Их применение позволяет воспринимать значительные линейные (вдоль оси трубы), угловые и боковые перемещения трубопроводов. При этом необходимо строго соблюдать рекомендации предприятий-изготовителей по их установке на трубопроводе: разбивка на отдельные компенсируемые участки, размещение неподвижных и направляющих опор. При отклонении от этих правил нормальная работа компенсаторов устройств не гарантируется.

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

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

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

10.6.12 При установке компенсатора в паспорт трубопровода вносят следующие данные:

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

## 10.7 Требования к снижению вибрации трубопроводов

10.7.1 Вибрацию трубопроводов нормируют по амплитуде виброперемещений в зависимости от частоты вибрации.

Различают следующие уровни вибрации:

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

Соответственно по уровням: 1 и 2 — удовлетворительное состояние трубопроводов, 2 и 3 — допустимое значение, необходим контроль вибрации; 3 и 4 — необходим повышенный контроль, необходимо исправление, реконструкция; выше 4 — экстренное исправление.

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

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

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

Резонансная зона имеет определенную ширину, при которой амплитуда может сохранять значительную 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.

$$\delta = (p_{\max} - p_{\min})/p_{\text{cp}} = 2\Delta p_{\max}/p_{\text{cp}} \quad (4)$$

где  $p_{\max}$ ,  $p_{\min}$ ,  $p_{\text{cp}}$  — максимальное, минимальное и среднее давления;

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

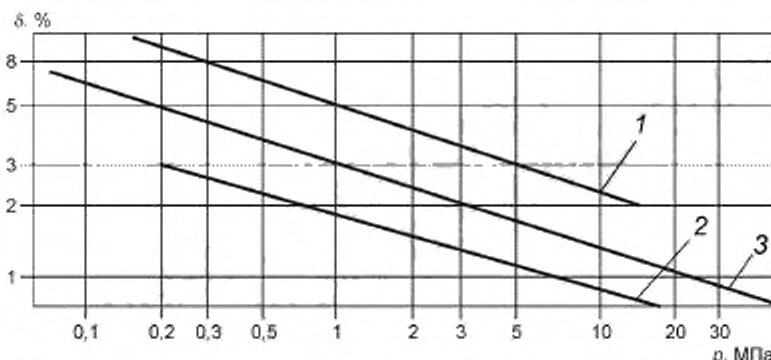


Рисунок 10.2 — Зависимость допустимой степени неравномерности давления  $\delta$  от давления в газопроводах

- 1 — допустимые значения  $\delta$  для всасывающих трубопроводов;  
 1 и 2 — определяют границы области  $\delta$  для межступенчатых трубопроводов компрессоров;  
 3 — допустимая степень неравномерности давления  $\delta$  для нагнетательных трубопроводов.  
 Допустимая степень неравномерности давления (прямая 3):

$$\delta = 3P^{-0,34} \quad (5)$$

Для разветвленных трубопроводов принимают следующие значения  $\delta$ :

- 1 % — для трубопроводов на низких бетонных опорах;
- 0,7 % — на кронштейнах, укрепленных в стенах зданий, при давлении до 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>);
- 0,5 % — на кронштейнах, укрепленных в стенах зданий, при давлении свыше 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>);
- 0,3 % — для трубопроводов контрольно-измерительных приборов.

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

#### 10.7.2 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 предпочтительно устанавливать непосредственно у источника возбуждения колебаний (у цилиндра компрессора). На несколько цилиндров одной ступени целесообразно устанавливать общую емкость.

Роль буферных емкостей могут играть технологические аппараты (маслоотделители, сепараторы, 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 в тех случаях, когда возникает необходимость в значительном снижении колебаний. Акустический фильтр характеризуется четким дискретным спектром полос пропускания и гашения частот колебаний газа.

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

- число участков, расположенных между опорами, их конфигурация;
- наличие сосредоточенных масс и их величина;
- условия опирания;
- упругие опоры и их характеристики жесткости;
- инерционно-жесткостные параметры участков.

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

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

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

При ограниченных возможностях варьирования длины пролета отстройка системы от резонанса достигается 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 трубопровода.

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.

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

## 10.8 Тепловая изоляция, обогрев

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

10.8.2 Тепловой изоляции трубопроводы подлежат в следующих случаях:

- при необходимости обеспечения требований технологического процесса (ограничение тепло- или холодопотери, в том числе при остановке перекачки или отсутствии течения продукта, для сохранения или ограничения изменения температуры, предотвращение конденсации или вскипания продукта, образования ледяных, гидратных 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 теплоизолирующей 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 в помещениях, а в необходимых случаях — и на открытом воздухе, на трубопроводах с отрицательной температурой продукта (ограничение температуры на поверхности теплоизоляционной конструкции);

- при необходимости обеспечения нормальных температурных условий в помещении (ограничение общего теплового потока).

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

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

В обоснованных случаях теплоизоляция трубопроводов может заменяться ограждающими конструкциями.

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

Работы по тепловой изоляции должны выполняться в соответствии с действующими нормами и правилами производства работ и с учетом требований фирмы — производителя тепловой изоляции.



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

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

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

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

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

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

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

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

10.8.10 В случае необходимости поддержания требуемой технологической температуры по всей длине протяженного трубопровода либо недопущения падения (или роста) температуры ниже (выше) допустимой на отдельных участках трубопровода при остановке перекачки или отсутствии течения продукта трубопровод или его отдельные участки наряду с тепловой изоляцией должны быть снабжены системой обогрева (охлаждения). Система обогрева (охлаждения) совместно с тепловой изоляцией может использоваться также и в других случаях, перечисленных в 10.8.2.

10.8.11 Система обогрева (охлаждения) может быть выполнена:

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

В необходимых случаях может использоваться конструкция с обогревающей рубашкой.

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

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

10.8.12 Необходимость обогревающих (либо охлаждающих) спутников, выбор и параметры теплоносителя, диаметры спутников и толщина теплоизоляции определяются проектом 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 теплоизоляционной конструкции в зоне примыкания теплоизоляции к обогреваемому спутнику.

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

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

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

10.8.15 Монтаж тепловой изоляции трубопроводов осуществляют после испытания их на прочность и 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 внимание должно быть обращено на отсутствие гидравлических «мешков» и правильную схему дренажа во всех низших точках.

### 10.9 Защита от коррозии и окраска трубопроводов

10.9.1 При транспортировке агрессивных веществ защиту от коррозии внутренней поверхности стальных трубопроводов следует обеспечивать с учетом химических и физических свойств веществ, конструкции и материалов элементов трубопроводов, условий эксплуатации и других факторов.

10.9.2 Вид и систему защиты от коррозии наружной поверхности трубопроводов выбирают в зависимости от способа и условий их прокладки, характера и степени коррозионной активности внешней среды, степени опасности электрокоррозии, свойств и параметров транспортируемых веществ в соответствии с требованиями НД.

10.9.3 В зависимости от степени агрессивности воздействия окружающей среды защиту от коррозии наружной поверхности надземных трубопроводов следует осуществлять с использованием металлических и неметаллических защитных покрытий в соответствии с требованиями [18] и НД.

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

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

10.9.6 Систему электрохимической защиты (катодной, протекторной, дренажной) необходимо проектировать в соответствии с требованиями НД.

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

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

10.9.9 При электрохимической защите трубопроводов следует предусматривать изолирующие фланцевые соединения (ИФС). Размещают ИФС согласно НД.

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

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

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

## 11 Требования к монтажу трубопроводов

### 11.1 Общие требования к монтажу трубопроводов

11.1.1 Монтаж трубопроводов следует проводить в соответствии с требованиями настоящего стандарта, планом производства работ (ППР) и проектом.

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

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

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

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

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

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

11.1.7 Если трубу в процессе монтажа разрезают на несколько частей, то на все вновь образовавшиеся части наносят клеймение, соответствующее клеймению первоначальной трубы.

## 11.2 Монтаж трубопроводов

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 11.3 Отклонение от перпендикулярности

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

Т а б л и ц а 11.1 — Отклонение от перпендикулярности к оси уплотнительной поверхности фланца

В миллиметрах

Диаметр трубы (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
Св. 750	0,6

11.3.2 Несоосность уплотнительных поверхностей сопрягаемых фланцев не должна превышать удвоенного отклонения, указанного в таблице 11.1; при этом зазор должен быть одинаковым по всей окружности и соответствовать толщине прокладки.

11.3.3 При сборке фланцевых соединений следует выполнять требования 6.2.12.

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

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

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

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

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

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

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

11.3.10 Холодный натяг трубопроводов можно проводить после выполнения всех сварных соединений (за исключением замыкающего), окончательного закрепления неподвижных опор на концах участка, подлежащего холодному натягу, а также после термической обработки (при необходимости ее проведения) и контроля качества сварных соединений, расположенных на всей длине участка, на котором необходимо произвести холодный натяг.

11.3.11 Осевые компенсаторы следует устанавливать соосно с трубопроводами.

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

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

11.3.13 При монтаже компенсаторов должны исключаться скручивающие нагрузки относительно продольной 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 искр при сварке.

11.3.14 Монтажную длину сильфонных, линзовых и сальниковых компенсаторов принимают с учетом поправок на температуру наружного воздуха при монтаже.

11.3.15 Компенсаторы следует растягивать до монтажной длины с помощью приспособлений, предусмотренных конструкцией компенсатора, или натяжными монтажными устройствами. Растяжку (сжатие) компенсаторов оформляют актом.

11.3.16 При монтаже сальниковых компенсаторов обеспечивают свободное перемещение подвижных частей и сохранность набивки.

11.3.17 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  $20 DN$  от оси симметрии компенсатора.

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

11.3.19 Отклонение трубопроводов от вертикали (если нет указаний в проекте) не должно превышать 2 мм на 1 м длины трубопровода.

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

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

11.3.22 Трубопроводы, пересекающие железнодорожные пути, автодороги, проезды и другие инженерные 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 производстве последующих монтажных работ.

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

11.4.1 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, например фланцев;
- резьбу шпилек — прокручиванием гаек;
- геометрические размеры присоединительных концов труб и соединительных деталей, арматуры, фланцев, муфт, крепежных деталей и прокладок в количестве 2 % от каждой партии, но не менее 2 штук;
- соответствие количества труб, соединительных деталей, фланцев, линз, муфт, арматуры, крепежных деталей и прокладок количеству, указанному для этих партий в сопроводительной документации.

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

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

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

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

11.4.3 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.

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

#### **11.5 Документация и маркировка трубопроводов или сборочных единиц, поставляемых заводами-изготовителями**

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

- сборочный чертеж трубопровода или сборочной единицы в двух экземплярах;
- паспорт на сборочные единицы стальных трубопроводов комплектных трубопроводных линий (1 экз.);
- паспорта на арматуру и детали трубопровода, крепежные детали и уплотнения (1 экз.);
- сведения о подтверждении соответствия (при необходимости) (1 экз.);
- ведомость на упаковку (комплектная ведомость) в одном экземпляре;
- упаковочный лист в трех экземплярах, из которых один экземпляр отправляется почтой, один экземпляр помещают в упаковочном ящике, один экземпляр — на упаковочном ящике.

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

11.5.3 Сборочные единицы из сталей, кроме нержавеющей и стали 20ЮЧ, маркируют клеймением.

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

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

Места маркировки обводят яркой несмываемой краской и покрывают бесцветным лаком.

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

11.5.7 Каждое упаковочное место труб, поставляемых метражом и входящих в поставочный блок, маркируют с указанием номера технологической установки, номера поставочного блока, номера трубопроводной линии и буквы «Т». Бирки с маркировкой, нанесенной ударным способом, крепят с обоих концов упаковки.

11.5.8 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 грузовых мест в данной трубопроводной линии, получателя и его адреса, отправителя и его адреса, массы (нетто, брутто), габаритных размеров грузового места, манипуляционных знаков («верх», «не кантовать», «место строповки», «центр масс»).

11.5.9 С каждой трубопроводной линией потребителю направляется следующая техническая документация:

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

Формы документации приведены в приложениях М и Н.

## 12 Требования к сварке и термической обработке

### 12.1 Сварка

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

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

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

12.1.4 Сварка трубопроводов и их элементов должна проводиться в соответствии с требованиями 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.

12.1.5 К производству сварочных работ, включая прихватку и приварку временных креплений, допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с действующими Правилами аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства и имеющие соответствующее удостоверение сварщика установленного образца. При этом сварщики могут быть допущены к тем видам сварочных работ, которые указаны в их удостоверениях.

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

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

- электроды покрытые металлические по ГОСТ 9466, ГОСТ 9467, ГОСТ 10052 или ТУ на изготовление и поставку конкретной 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 плавный по ГОСТ 9087 или ТУ на поставку конкретной марки;
- кислород газообразный технический по ГОСТ 5583;
- ацетилен растворенный и газообразный технический по ГОСТ 5457.

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

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

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

12.1.11 Для аустенитных сварочных материалов, предназначенных для сварки соединений, работающих при температуре 450 °С и выше, необходимо проводить контроль количества ферритной фазы в соответствии с требованиями ГОСТ 9466, ГОСТ 2246. Содержание ферритной фазы в наплавленном металле должно быть не более 6 %.

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

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

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

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

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

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

12.1.18 Отклонение  $s$  от перпендикулярности подготовленных под сварку торцов к оси трубы (рисунок 12.1), измеренное наложением угольника на базовую поверхность длиной не менее 100 мм, не должно превышать следующих величин:

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

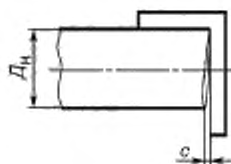


Рисунок 12.1

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

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

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

12.1.21 При сборке труб и других элементов с продольными швами последние должны быть 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).

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

12.1.23 При сборке труб и других элементов смещение кромок по наружному диаметру не должно превышать 30 % от толщины тонкостенного элемента, но не более 5 мм. При этом плавный переход от элемента с большей толщиной стенки к элементу с меньшей толщиной обеспечивается посредством наклонного расположения поверхности сварного шва. Если смещение кромок превышает допустимое значение, то для обеспечения плавного перехода необходимо проточить конец трубы с большим наружным диаметром под углом не более 15°.

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

Т а б л и ц а 12.1 — Нормы допускаемых смещений кромок при сборке поперечных стыковых соединений

В миллиметрах

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

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



Рисунок 12.2 — Смещение кромок листов в стыковых продольных соединениях



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  $15^\circ$  к элементу меньшей толщины (рисунок 12.3).

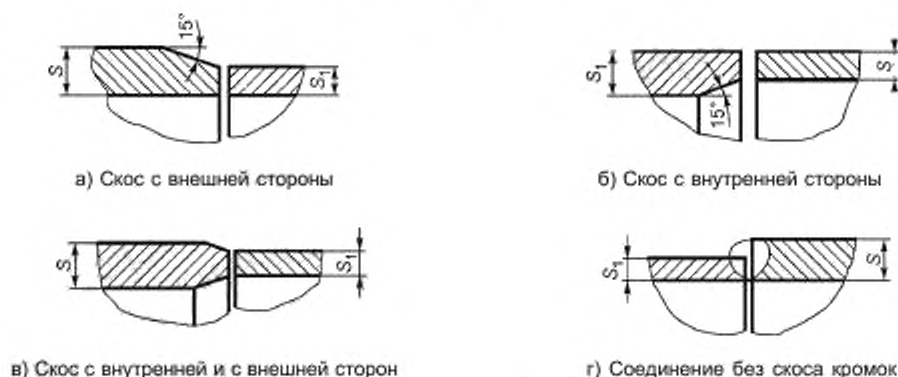


Рисунок 12.3 — Примеры конкретных форм перехода от большей толщины к меньшей

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

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

1,5 мм — для трубопроводов  $PV > 100$  и трубопроводов I категории;

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

12.1.28 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.

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

## 12.2 Термическая обработка

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

12.2.2 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.

12.2.3 Обязательной термообработке подлежат:

- стыковые соединения элементов из углеродистых сталей с толщиной стенки более 36 мм;
- сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых сталей при толщине стенки трубы и штуцера более 36 и 25 мм соответственно;
- стыковые соединения элементов из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей с толщиной стенки более 30 мм;
- сварные соединения штуцеров с трубами из низколегированных марганцовистых и кремнемарганцовистых сталей при толщине стенки трубы и штуцера более 30 и 25 мм соответственно;
- стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из хромокремнемарганцовистых, хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых, хромованадиевольфрамовых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей независимо от толщины стенки. Для сварных соединений из стали марок 12ХМ, 12МХ и 15ХМ толщиной не более 12 мм, выполненных с применением электродов типа Э-09Х1М, термообработка не является обязательной при условии обеспечения твердости металла шва и зоны термического влияния не выше 240 НВ;

- стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из углеродистых и низколегированных сталей, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание (по требованию проекта);

- стыковые соединения и сварные соединения штуцеров с трубами из аустенитных сталей, стабилизированных титаном или ниобием, предназначенные для работы в средах, вызывающих коррозионное растрескивание, а также при температурах выше 350 °С в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, должны подвергаться стабилизирующему отжигу (по требованию проекта);

- сварные соединения продольных швов лепестковых переходов из углеродистых и низколегированных сталей независимо от толщины стенки.

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

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

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

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

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

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

12.2.10 Термообработку одного и того же сварного соединения допускается проводить не более трех раз. Количество термообработок в режиме отпуска не ограничивается.

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

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

### 12.3 Контроль качества сварных соединений

12.3.1 Контроль качества сварных соединений стальных трубопроводов включает:

- пооперационный контроль;
- внешний осмотр и измерения;
- ультразвуковой или радиографический контроль;
- капиллярный или магнитопорошковый контроль;
- определение содержания ферритной фазы;
- стилоскопирование;
- измерение твердости;
- механические испытания;
- контроль другими методами (металлографические исследования, испытание на стойкость к МКК и др.), предусмотренными проектом;
- гидравлические или пневматические испытания.

#### Примечания

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

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

12.3.2 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 (угол скоса кромок, совпадение кромок, зазор в стыке перед сваркой, правильность центровки труб, расположение и число прихваток, отсутствие трещин в прихватках);
- температуры предварительного подогрева;
- качества и технологии сварки (режима сварки, порядка наложения швов, качества послойной зачистки шлака);
- режимов термообработки сварных соединений.

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

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

Т а б л и ц а 12.2 — Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от размеров объемных дефектов (включений, пор)

В миллиметрах

Категория трубопровода и группа среды	Толщина стенки	Включения (поры)		Скопления, длина	Суммарная длина на любом участке шва длиной 100
		ширина (диаметр)	длина		
I А,Б,В II А,Б,В III Б	До 3	0,5	1,0	2,0	3,0
	Св.3 до 5	0,6	1,2	2,5	4,0
	Св. 5 до 8	0,8	1,5	3,0	5,0
	Св. 8 до 11	1,0	2,0	4,0	6,0
	Св. 11 до 14	1,2	2,5	5,0	8,0
	Св. 14 до 20	1,5	3,0	6,0	10,0
	Св. 20 до 26	2,0	4,0	8,0	12,0
	Св. 26 до 34	2,5	5,0	10,0	15,0
III В	Св. 34	3,0	6,0	10,0	20,0
	До 3	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
	Св. 8 до 11	1,2	3,5	6,0	12,0
	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
	Св. 26 до 34	2,5	8,0	12,0	30,0
	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 трубопровода и группа среды	Толщина стенки	Включения (поры)		Скопления, длина	Суммарная длина на любом участке шва длиной 100
		ширина (диаметр)	длина		
IV Б, В VB	До 3	0,8	3,0	5,0	8,0
	Св. 3 до 5	1,0	4,0	6,0	10,0
	Св. 5 до 8	1,2	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
	Св. 45	4,5	15,0	30,0	45,0

**Примечания**

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

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

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

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

12.3.5 Неразрушающему контролю подвергают наихудшие по результатам внешнего осмотра сварные швы по всему периметру трубы. Число контролируемых сварных швов определяется 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 сваренных каждым сварщиком (но не менее одного) соединений

Условия изготовления стыков	Р > 10 МПа или для группы сред А(а), или для I категории при температуре ниже минус 70 °С	Категория трубопровода					V
		I	II	III	IV		
При изготовлении 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, входящих в блоки I категории взрывоопасности	100	100	10	2	1	—	

Должны выполняться следующие дополнительные условия:

- для трубопроводов, где ползучесть и усталость являются контролируруемыми 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, где  $PS \times DN \geq 5000$  бар·мм, необходим 100 %-ный объем контроля от общего количества сварных стыков и сварных швов ответвлений методом УЗД или РД;
- в местах, где  $PS \times DN \geq 3500$  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.

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

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

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

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

12.3.10 Оценку качества сварных соединений по результатам радиографического контроля следует проводить по протяженности плоских дефектов (трещины, несплавления, непровары) и объемным (поры, шлаковые включения) дефектам согласно таблице 12.4.

Т а б л и ц а 12.4 — Оценка качества сварных соединений трубопроводов по результатам радиографического контроля в зависимости от величины и протяженности плоских дефектов (непровары по оси шва, несплавления и др.)

Категория трубопровода и группа среды	Непровары по оси шва, несплавления, трещины, вогнутость и выпуклость металла в корне шва	
	Глубина, % к номинальной толщине стенки	Допустимая суммарная длина по периметру трубы
IA,Б,В IIA,Б,В III Б	Непровар отсутствует	—
	Вогнутость корня шва до 10 %, но не более 1,5 мм	До 1/8 периметра
	Выпуклость корневого шва до 10 %, но не более 3 мм	
IIIB	Непровар по оси шва до 10 %, но не более 2 мм	До 1/4 периметра
	или до 5 %, но не более 1 мм	До 1/2 периметра
IVБ,В VB	Непровар по оси шва до 20 %, но не более 3 мм	До 1/4 периметра
	или до 10 %, но не более 2 мм	До 1/2 периметра
	или до 5 %, но не более 1 мм	Не ограничивается
<p><b>П р и м е ч а н и я</b></p> <p>1 Величина вогнутости корня шва и выпуклости корневого шва для трубопроводов I—IV категорий, за исключением трубопроводов I и II категорий для группы сред А(а) или работающих при температуре ниже минус 70 °С, не регламентируется.</p> <p>2 При необходимости точная глубина непровара определяется методом профильной радиографической толщинометрии в месте его наибольшей величины по плотности снимка или по ожидаемому местоположению.</p>		

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.

12.3.11 Оценка качества сварных соединений по результатам ультразвукового контроля следующая.

Сварные соединения трубопроводов с  $PN > 100$ , а также трубопроводов I категории и трубопроводов, содержащих среды группы A(a) или работающих при температуре ниже минус 70 °С, признаются годными, если:

- а) отсутствуют протяженные дефекты;
- б) отсутствуют непротяженные (точечные) дефекты эквивалентной площадью более:

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

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

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

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

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

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

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

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

Т а б л и ц а 12.5 — Нормы допустимых дефектов в сварных швах трубопроводов  $PN \leq 100$ , выявленных при ультразвуковом контроле

Номинальная толщина стенки, S, мм	Эквивалентная площадь (размеры) отдельных дефектов			Условная протяженность цепочки точечных дефектов на участке сварного шва длиной 10S
	Наименьшая фиксируемая площадь при настройке аппаратуры, дБ	По отверстию с плоским дном, мм <sup>2</sup>	По зарубке, мм × мм	
От 8 до 10	На 6 дБ ниже эхо-сигнала от макс. допустимых эквивалентных дефектов	1,6	1,0×2,0	1,5 S
От 12 до 18		2,0	2,0×2,0	
От 20 до 24		3,0	3,0×2,0	
<p>П р и м е ч а н и е — Точечные дефекты считаются недопустимыми, если амплитуда эхо-сигналов от них превышает амплитуду эхо-сигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.</p> <p>Протяженные дефекты признаются недопустимыми, если амплитуда сигналов от них превышает 0,5 амплитуды эхо-сигналов от искусственного отражателя. Условную протяженность цепочки точечных дефектов измеряют в том случае, если амплитуда эхо-сигнала от них составляет не менее 0,5 амплитуды эхо-сигнала от искусственного отражателя, размеры которого определяются максимально допустимой эквивалентной площадью.</p>				

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

- а) индикаторные следы дефектов отсутствуют;

- б) все зафиксированные индикаторные следы являются одиночными и округлыми;

- в) наибольший размер каждого индикаторного следа не превышает трехкратные значения норм для ширины (диаметра), приведенные в таблице 12.2 для категории IIIB;

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

П р и м е ч а н и е — Округлые индикаторные следы с максимальным размером до 0,5 мм включительно не учитывают независимо от толщины 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 соответствовать классу 2 по ГОСТ 18442.

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

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

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

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

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

12.3.16 Результаты стилоскопирования признаются удовлетворительными, если при контроле подтверждено наличие (отсутствие) и содержание соответствующих химических элементов в наплавленном или в основном металле. При неудовлетворительных результатах стилоскопирования хотя бы одного сварного соединения в случае выборочного контроля стилоскопированию подлежат все сварные швы, выполненные с использованием той же партии сварочных материалов сварщиком, выполнившим данное сварное соединение.

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

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

Т а б л и ц а 12.6 — Оценка качества сварных соединений по твердости

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

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

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

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

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

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

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

Т а б л и ц а 12.7 — Допустимые размеры выборки после удаления дефектов в сварных швах трубопроводов

Глубина выборки, % от номинальной толщины стенки труб или расчетного сечения шва	Суммарная протяженность выборки, % от номинального наружного периметра сварного соединения
Для трубопроводов $P_N > 10$ МПа, трубопроводов I категории или работающих при температуре ниже минус 70 °С	
15 и менее	Не нормируется
Более 15 до 30 включительно	До 35
Более 30 до 50 включительно	До 20
Более 50	До 15
Для трубопроводов I—IV категории	
25 и менее	Не нормируется
Более 25 до 50 включительно	До 50
Более 50	До 25
Для трубопровода V категории	
30 и менее	Не нормируется
Более 30 до 50 включительно	До 50
Более 50	До 35

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

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

12.3.20 Контрольные сварные соединения должны свариваться на партию однотипных производственных стыков. В партию входят сваренные в срок не более трех месяцев не более 100 однотипных стыковых соединений с номинальным диаметром  $DN < 150$  или не более 50 стыков с  $DN \geq 175$ .

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

Однотипными по номинальному диаметру являются соединения:  $DN$  от 6 до 32,  $DN$  от 50 до 150,  $DN \geq 175$ .

12.3.21 Число контрольных сварных соединений для проведения механических испытаний и металлографических исследований должно соответствовать указанному в таблице 12.8.



Т а б л и ц а 12.8 — Число контрольных сварных соединений

Номинальный диаметр трубы $DN$	Число контрольных соединений
От 6 до 32	4
От 50 до 150	2
От 175 и более	1

При необходимости проведения испытаний на стойкость к МКК должны быть сварены на два соединения больше, чем указано для  $DN 6—32$ , и на одно соединение больше для  $DN \geq 50$ . При диаметре труб  $DN \geq 450$  допускается сваривать контрольные сварные соединения из пластин.

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

- на статическое растяжение при температуре плюс 20 °С — два образца;
- на ударный изгиб (KCU или KCV) при температуре плюс 20 °С — три образца с надрезом по центру шва;

- на ударный изгиб (KCU или KCV) при рабочей температуре для трубопроводов, работающих при температуре стенки минус 20 °С и ниже, — три образца с надрезом по центру шва и три — по зоне термического 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 влияния (по требованию проекта);

- для испытаний на стойкость к МКК — четыре образца (по требованию проекта).

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

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

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

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

12.3.26 Результаты механических испытаний сварных соединений должны удовлетворять требованиям таблицы 12.9, [9].

12.3.27 В разнородных соединениях прочность оценивают по стали с более низкими механическими свойствами, а ударную вязкость и угол изгиба — по менее пластичной стали.

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

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

Т а б л и ц а 12.9 — Минимальные нормы механических свойств сварных соединений

Наименование показателя	Минимальные нормы механических свойств сварных соединений для сталей				аустенитных
	углеродистых	низколегированных марганцовистых и марганцевокремнистых	хромистых, хромоникель-демоных и хромоникель-демоногольфрамтовых	аустенитно-ферритных	
Временное сопротивление разрыву при температуре плюс 20 °С	Не ниже нижнего значения временного сопротивления разрыву основного металла по стандарту или ТУ для данной марки стали				
Минимальная ударная вязкость, Дж/см <sup>2</sup> (кгс/см <sup>2</sup> ) при температуре + 20 °С на образцах КСU на образцах КСU при температуре ниже минус 20 °С на образцах КСV на образцах КСU	35 (3,5) 50 (5,0)	35 (3,5) 50 (5,0)	35 (3,5) 50 (5,0)	30 (3,0) 40 (4,0)	— —
Минимальный угол изгиба, градусов, при толщине не более 20 мм более 20 мм	100 100	80 60	50 40	80 60	100 100
Твердость металла шва сварных соединений, НВ, не более	—	—	240	220	200
<p><b>П р и м е ч а н и я</b></p> <p>1 Показатели механических свойств сварных соединений по временному сопротивлению разрыву и углу изгиба определяют как среднеарифметическое результатов испытаний отдельных образцов. Общий результат признают неудовлетворительным, если хотя бы один из образцов показал значительное временное сопротивление разрыву более чем на 7 % и угла изгиба более чем на 10 % ниже норм, указанных в таблице. Допускается на одном образце при температурах минус 40 °С и ниже значение ударной вязкости КСU <math>\geq 25</math> Дж/см<sup>2</sup>, КСV <math>\geq 15</math> Дж/см<sup>2</sup>.</p> <p>2 Виды испытаний и гарантированные нормы механических свойств по временному сопротивлению разрыву и ударной вязкости стыковых сварных соединений типа «лист+труба», «труба+литые», «полюва+полюва», «полюва+труба» должны соответствовать требованиям, предъявляемым к материалам с более низкими показателями механических свойств. Для таких сварных соединений угол изгиба должен быть не менее:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 70° для углеродистых сталей аустенитного класса;</li> <li>- 50° для низколегированных марганцовистых и марганцевокремнистых сталей, высоколегированных сталей аустенитно-ферритного класса;</li> <li>- 30° для низко- и среднелегированных (хромистых и хромоникельдемоных) сталей и высоколегированных сталей ферритного класса.</li> </ul> <p>3 Контроль механических свойств, а также металлографическое исследование или испытание на стойкость к МКК образцов этих соединений предусматриваются разработчиком технической документации. Твердость металла шва сварных соединений из стали марки 12ХМ, выполненных ручной электродуговой сваркой ванадийсодержащими электродами, должна быть не более 260 НВ при условии, что относительное удлинение металла шва будет не менее 16 %. Твердость металла шва сварных соединений из стали марки 15Х5МУ должна быть не более 270 НВ.</p>					

## 13 Требования к испытанию и приемке смонтированных трубопроводов

### 13.1 Общие требования

13.1.1 Все трубопроводы, на которые распространяется настоящий стандарт, после окончания монтажных и сварочных работ, термообработки (при необходимости), контроля качества сварных соединений неразрушающими методами, а также после установки и окончательного закрепления всех опор, подвесок (пружины пружинных опор и подвесок на период испытаний должны быть разгружены) и оформления документов, подтверждающих качество выполненных работ, подвергаются наружному осмотру, испытанию на прочность и плотность, и при необходимости — дополнительным испытаниям на герметичность с определением падения давления.

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

13.1.3 Испытания на прочность и плотность проводят одновременно.

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

13.1.5 Испытанию, как правило, подвергают весь трубопровод полностью. Допускается проводить испытание трубопровода отдельными участками, при этом разбивку на участки проводит монтажная организация по согласованию с заказчиком.

13.1.6 При испытании на прочность и плотность испытываемый трубопровод (участок) должен быть отсоединен от аппаратов и других трубопроводов заглушками. Использование запорной арматуры для отключения испытываемого трубопровода (участка) не допускается. При невозможности отсоединения трубопровода от аппарата следует учитывать требования 4.6.

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

13.1.8 Места расположения заглушек на время проведения испытания должны быть отмечены предупредительными знаками; пребывание людей поблизости не допускается.

13.1.9 Для контроля давления следует применять манометры либо дистанционные средства измерений, имеющие одинаковую точность во всем диапазоне измерения и одинаковые пределы измерения. Допускается применять манометры (дистанционные приборы класса точности не более 1,5) при условии, что контролируемые значения давлений должны находиться в пределах второй трети шкалы показаний манометра (пределное давление манометров должно составлять около 4/3 от испытательного давления). При измерении давления двумя манометрами один должен быть контрольным.

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

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

13.1.12 Испытание на прочность и плотность трубопроводов с номинальным давлением  $P_N \leq 100$  может быть гидравлическим или пневматическим. Как правило, испытание проводят гидравлическим способом.

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

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

б) при температуре окружающего воздуха ниже 0 °С и опасности промерзания отдельных участков трубопровода;

в) если применение жидкости (воды) недопустимо, на этот вид испытаний разрабатывается инструкция по 13.1.20.

Испытание на прочность и плотность пневматически с обязательным контролем методом акустической 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/см<sup>2</sup>), если на трубопроводах установлена арматура из серого чугуна.

13.1.13 Испытание на прочность и плотность трубопроводов на номинальное давление  $P_N$  свыше 100 должно проводиться гидравлическим способом. В технически обоснованных случаях для трубопроводов на номинальное давление  $P_N$  до 500 допускается (по согласованию с надзорными органами) замена гидравлического испытания на пневматическое при условии контроля этого испытания методом акустической эмиссии (АЭ).

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

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

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

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

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

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

13.1.19 О проведении испытаний трубопроводов должны составляться соответствующие акты.

13.1.20 Пневматические испытания согласно 13.1.12, 13.1.13 следует проводить по инструкции, содержащей мероприятия, исключающие возможность разрушения трубопроводов в случае появления критического 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 с давлением до 100 МПа должна применяться, как правило, вода с температурой не ниже плюс 5 °С и не выше плюс 40 °С или специальные смеси. Для трубопроводов выше 100 МПа (производство полиэтилена) применяется вазелиновое масло, имеющее нейтральные свойства по отношению к углеродистой стали. По согласованию с автором проекта вместо воды может быть использована другая жидкость (некоррозионная, неядовитая, невзрывоопасная, маловязкая). Разность температур стенки 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 продут до полного удаления воды или жидкости.

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

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

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

$$\text{или } P_{\text{пр}} = 1,43P, \quad (7)$$

где  $P$  — расчетное давление трубопровода, МПа;

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

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

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

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

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

13.2.3 Во всех случаях величина пробного давления должна приниматься такой, чтобы максимальные напряжения в стенке трубопровода при пробном давлении не превышали 95 % предела текучести материала при температуре испытания.

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

13.2.5 В случае, если трубопровод и его элементы работают в диапазоне температур ползучести и допускаемое напряжение для материалов трубопроводов и его элементов при расчетной температуре  $[\sigma]$ , определяют на базе предела длительной прочности или предела ползучести, допускается в формуле (6) вместо  $[\sigma]$ , использовать величину допускаемого напряжения при расчетной температуре  $[\sigma]_{\text{м}}$ , полученную только на базе не зависящих от времени характеристик (предела текучести и временного сопротивления), без учета ползучести и длительной прочности [9].

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

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

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

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

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

- для испытания трубопровода на заводе-изготовителе — в технической документации;

- для испытания трубопровода в процессе монтажа — в инструкции производителя работ.

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

13.2.10 При испытании не допускается обдувание стальных трубопроводов.

13.2.11 Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, 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.

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

### 13.3 Пневматическое испытание на прочность и плотность

13.3.1 Пневматическое испытание на прочность и плотность проводят для трубопроводов на  $PN \leq 100$  с учетом требований 13.1.12, а если давление в трубопроводе выше — с учетом требований 13.1.13.

13.3.2 Величину испытательного давления принимают в соответствии с 13.2.1 при условии принятия мер по защите персонала и окружающего оборудования согласно 13.3.5, 13.3.7, 13.3.8 и 13.3.10.

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

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

13.3.5 Особое внимание необходимо уделить таким факторам как:

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

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

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

г) поддержание температуры испытания не менее чем на 25 °С выше температуры хрупкого излома материалов трубопровода.

13.3.6 При пневматическом испытании трубопроводов на прочность подъем давления следует вести плавно, со скоростью, равной 5 % от  $P_{р0}$  в минуту, но не более 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) в минуту, с периодическим осмотром трубопровода на следующих этапах:

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

- при расчетном давлении выше 0,2 МПа (2 кгс/см<sup>2</sup>) осмотр 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 трубопровода, находящегося под давлением, запрещается.

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

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

13.3.7 На время проведения пневматических испытаний на прочность как внутри помещений, так и снаружи должна устанавливаться охраняемая (охранная) зона. Минимальное расстояние 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.

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

Окончательный осмотр трубопровода разрешается по истечении 10 минут лишь после того как испытательное 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.

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

13.3.10 Для наблюдения за охранной зоной 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.

#### 13.4 Промывка и продувка трубопровода

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

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

Продувка может осуществляться сжатым воздухом, паром или инертным газом.

Промывка, продувка трубопроводов должны осуществляться по специально разработанной схеме. При проведении промывки (продувки) в зимнее время должны приниматься меры против промерзания трубопроводов. О проведении промывки и продувки составляют акт.

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

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

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

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

### 13.5 Дополнительные испытания на герметичность

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

Необходимость проведения дополнительных испытаний на герметичность других трубопроводов устанавливается проектом.

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

13.5.2 Дополнительное испытание на герметичность проводят воздухом или инертным газом после завершения испытаний на прочность и плотность, промывки и продувки.

13.5.3 Дополнительное испытание на герметичность проводят давлением, равным рабочему, а для вакуумных трубопроводов — давлением 0,1 МПа (1 кгс/см<sup>2</sup>).

13.5.4 Продолжительность дополнительных испытаний должна составлять не менее 24 ч для строящихся межцеховых, внутрицеховых и межзаводских трубопроводов и указываться в проектной документации для каждого трубопровода, подлежащего испытанию.

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

13.5.5 Результаты дополнительного пневматического испытания на герметичность смонтированных технологических трубопроводов, прошедших ремонт, связанный с разборкой или сваркой, признаются удовлетворительными, если скорость падения давления окажется не более 0,1 % за 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, устанавливается проектом.

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

При испытании трубопроводов больших диаметров нормы падения давления в них определяют умножением приведенных величин, указанных в формуле (10), на поправочный коэффициент, рассчитываемый по формуле

$$K = \frac{250}{D_{\text{вн}}}, \quad (8)$$

где  $D_{\text{вн}}$  — внутренний диаметр испытываемого трубопровода, мм.

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

$$D_{\text{ср}} = \frac{(D_1^2 \times L_1 + D_2^2 \times L_2 + \dots + D_n^2 \times L_n)}{(D_1 \times L_1 + D_2 \times L_2 + \dots + D_n \times L_n)}, \quad (9)$$

где  $D_1, D_2, D_n$  — внутренний диаметр участков, м;

$L_1, L_2, L_n$  — длина участков трубопровода, соответствующая указанным диаметрам, м.

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

$$\Delta P = \left( \frac{P_{\text{конт}} T_{\text{квч}}}{P_{\text{нач}} T_{\text{конт}}} \right) \times 100, \quad (10)$$

где  $\Delta P$  — падение давления, % от испытательного давления,

$P_{\text{конт}}, P_{\text{нач}}$  — сумма манометрического и барометрического давлений соответственно в конце и в начале испытания, МПа;

$T_{\text{квч}}, T_{\text{конт}}$  — температура в трубопроводе соответственно в начале и в конце испытания, К.

Давление и температуру в трубопроводе определяют как среднее арифметическое показаний манометров и термометров, установленных на нем во время испытаний.

13.5.6 Испытание на герметичность с определением падения давления можно проводить только после выравнивания температур в трубопроводе. Для наблюдения за температурой в трубопроводе в начале и в конце испытываемого участка следует устанавливать термометры.

13.5.7 После окончания дополнительного испытания на герметичность по каждому трубопроводу составляют акт.

### 13.6 Сдача-приемка смонтированных трубопроводов

13.6.1 Сдача-приемка трубопроводов после монтажа должна осуществляться в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

13.6.2 Монтажная организация до начала пусконаладочных работ должна передать владельцу трубопровода «Свидетельство о монтаже» (см. приложение П).

Исполнительный чертеж участка, прилагаемый к свидетельству, выполняется в аксонометрическом изображении в границах присоединения к оборудованию или к запорной арматуре. Чертеж должен содержать нумерацию элементов трубопровода и нумерацию сварных соединений (раздельно обозначают сварные соединения, выполняемые при монтаже и на предприятии-изготовителе). Для трубопроводов, подлежащих изоляции или прокладываемых в непроходных каналах, указывают расстояние между сварными соединениями. Нумерация сварных соединений на исполнительном чертеже и на всех формах, входящих в состав «Свидетельства о монтаже», должна быть единой. Для трубопроводов с номинальным давлением  $P_N \geq 100$  нумеруют также разъёмные соединения.

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

13.6.3 Составляют опись сопроводительных документов предприятия — изготовителя сборочных единиц, изделий и материалов, применяемых при монтаже трубопровода и входящих в состав «Свидетельства о монтаже» (см. приложение П).

13.6.4 Комплектовать «Свидетельство о монтаже» (см. приложение П) участков трубопроводов следует на технологический блок или технологический узел, указанный в рабочей документации.

## 14 Требования к эксплуатации трубопроводов

### 14.1 Обслуживание

14.1.1 Лица, осуществляющие на предприятии надзор за трубопроводами, а также лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов, должны назначаться из числа лиц, имеющих соответствующую квалификацию и практический опыт работы, прошедших обучение и аттестацию.

14.1.2 На трубопроводы всех категорий составляют паспорт установленного образца (приложение М).

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

14.1.3 В паспорт трубопровода необходимо вносить дату проведенных ревизий и данные о ремонтах.

14.1.4 На трубопроводах из углеродистой и кремнемарганцовистой сталей с рабочей температурой 400 °С и выше, а также на трубопроводах из хромомолибденовой (рабочая температура 500 °С и выше) и из высоколегированной аустенитной стали (рабочая температура 550 °С и выше) должно проводиться наблюдение за ростом остаточной деформации.

### 14.2 Надзор во время эксплуатации

14.2.1 В период эксплуатации трубопроводов одной из основных обязанностей обслуживающего персонала является постоянное и тщательное наблюдение за состоянием трубопроводов и их деталей (сварных швов, разъёмных 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.

14.2.2 Технологические трубопроводы, работающие в водородсодержащих средах, необходимо периодически обследовать с целью оценки их технического состояния в соответствии с НД.

14.2.3 При периодическом обследовании необходимо проверять:

- техническое состояние трубопроводов наружным осмотром и при необходимости неразрушающим контролем в местах повышенного коррозионного и эрозионного износа, нагруженных сечений и т. п.;



- устранение замечаний по предыдущему обследованию и выполнение мер по безопасной эксплуатации трубопроводов;

- полноту и порядок ведения технической документации по эксплуатации и ремонту трубопроводов. Результаты периодического обследования трубопроводов оформляют актом.

14.2.4 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 конкретных условий и состояния трубопроводов устанавливает техническая администрация предприятия, но не реже одного раза в 3 месяца.

Максимально допустимую амплитуду вибрации технологических трубопроводов принимают в соответствии с 10.7.1.

14.2.5 Наружный осмотр трубопроводов, проложенных открытым способом, при периодических обследованиях можно проводить без снятия изоляции. Однако если состояние стенок или сварных швов трубопроводов вызывает сомнение, то должно быть проведено частичное или полное удаление изоляции.

14.2.6 Наружный осмотр трубопроводов, уложенных в непроходных каналах или в грунте, должен проводиться путем их вскрытия на отдельных участках длиной не менее 2 м. Число участков в зависимости от условий эксплуатации устанавливает лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию.

14.2.7 Если при наружном осмотре обнаружены неплотности разъемных соединений, давление в трубопроводе должно быть снижено до атмосферного, температура горячих трубопроводов — до плюс 60 °С с соблюдением необходимых мер по технике безопасности.

При обнаружении дефектов, устранение которых связано с огневыми работами, трубопровод должен быть остановлен и подготовлен к проведению ремонтных работ в соответствии с действующими инструкциями.

14.2.8 При наружном осмотре должно быть проверено состояние:

- изоляции и покрытий;
- сварных швов;
- фланцевых, муфтовых и других соединений;
- опор;
- компенсирующих устройств;
- дренажных устройств;
- арматуры и ее уплотнений;
- реперов для замера остаточной деформации;
- сварных тройниковых соединений, гибов и отводов;
- одновременно проверяют вибрацию трубопровода.

### 14.3 Ревизия трубопроводов

14.3.1 Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическая ревизия (освидетельствование), которую проводит служба технического надзора предприятия совместно с механиками, начальниками установок (производства) и лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию трубопроводов.

Результаты ревизии служат основанием для оценки технического состояния трубопровода и возможности его дальнейшей эксплуатации.

14.3.2 Как правило, ревизия трубопроводов должна быть приурочена к планово-предупредительному ремонту отдельных агрегатов, установок или цехов.

14.3.3 Сроки проведения ревизии трубопроводов на давление до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) устанавливает предприятие-владелец в зависимости от скорости коррозионно-эрозионного износа трубопроводов, опыта эксплуатации, результатов предыдущего наружного осмотра и ревизии. Сроки должны обеспечивать безопасную, безаварийную эксплуатацию трубопровода в период между ревизиями и не должны быть реже указанных в таблице К.1 приложения К (если нет других указаний в паспортной или иной документации).

14.3.4 Для трубопроводов свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) установлены следующие виды ревизии: выборочная и полная. Сроки выборочной ревизии устанавливает администрация предприятия в зависимости от условий эксплуатации, но не реже одного раза в 4 года.

14.3.5 Срок ревизии трубопроводов при производственной необходимости может быть продлен предприятием-владельцем с учетом результатов предыдущей ревизии и технического состояния трубопроводов.

14.3.6 При проведении ревизии особое внимание следует уделять участкам, работающим в особо сложных условиях, где наиболее вероятен максимальный износ трубопровода вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. К таким участкам могут быть отнесены те участки, где изменяется направление потока (колена, тройники, врезки, дренажные устройства, а также участки трубопроводов перед арматурой и после нее) и где возможно скопление влаги, веществ, вызывающих коррозию (тупиковые и временно не работающие участки).

14.3.7 Приступать к ревизии следует только после выполнения необходимых подготовительных работ, предусмотренных действующими инструкциями по организации и безопасному производству ремонтных работ.

14.3.8 При ревизии трубопроводов необходимо:

а) провести наружный осмотр трубопровода согласно требованиям 14.2.8;

б) измерить толщину стенки трубопровода приборами неразрушающего 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 внутриустановочных, внутрицеховых и межцеховых трубопроводов.

При этом на прямых участках внутриустановочных трубопроводов длиной 20 м и менее и межцеховых трубопроводов длиной 100 м и менее должен быть выполнен замер толщины стенки не менее чем в трех 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, вогнутой и нейтральной частям.

Следует обеспечить правильность и точность выполнения замеров, исключить влияние на них инородных тел (заусенцев, кокса, продуктов коррозии и т. п.).

Результаты замеров 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, выполненных из сталей аустенитного класса (08X18H10T, 12X18H10T и т. п.), работающих в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, сквозные засверловки не допускаются;

в) провести ревизию воротников фланцев внутренним осмотром (при разборке трубопровода) либо измерением толщины неразрушающими методами контроля. Число фланцев, подвергаемых ревизии, устанавливает лицо, осуществляющее надзор за эксплуатацией трубопроводов;

г) провести радиографический или ультразвуковой контроль сварных стыков, если качество их при ревизии вызвало сомнение;

д) проверить механические свойства металла труб, работающих при высоких температурах и в водородсодержащих средах, если это предусмотрено действующими НД или проектом. Вопрос о механических испытаниях решает служба технического надзора предприятия;

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

ж) разобрать (выборочно, по указанию представителя технадзора) резьбовые соединения на трубопроводе, осмотреть их и измерить резьбовыми калибрами;

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

и) испытать трубопровод в соответствии с 13.1.1 и 14.3.19.

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

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

14.3.10 Объем выборочной ревизии трубопроводов с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) и трубопроводов 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 независимо от температуры среды.

Под коллектором понимают трубопровод, объединяющий ряд параллельно работающих блоков.

14.3.11 Если при ревизии трубопровода будет обнаружено, что первоначальная толщина уменьшилась под воздействием коррозии или эрозии, возможность работы должна быть подтверждена расчетом на прочность.

14.3.12 При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков трубопроводов с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) должна быть проведена полная ревизия этого трубопровода, а также участков трубопроводов, работающих в аналогичных условиях, с разборкой до 30 % каждого из указанных трубопроводов или менее при соответствующем техническом обосновании.

14.3.13 При полной ревизии разбирают весь трубопровод полностью, проверяют состояние труб и деталей, а также арматуры, установленной на трубопроводе. Сроки и обязательность полной ревизии трубопроводов настоящим стандартом не регламентируются.

14.3.14 Все трубопроводы и их участки, подвергавшиеся в процессе ревизии разборке, резке и сварке, после сборки подлежат испытанию на прочность и плотность.

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

14.3.15 После проведения ревизии составляют акты, к которым прикладывают все протоколы и заключения о проведенных исследованиях. Результаты ревизии заносят в паспорт трубопровода. Акты и остальные документы прикладывают к паспорту.

14.3.16 После истечения назначенного проектом расчетного срока службы трубопровод должен быть подвергнут экспертизе промышленной безопасности с целью установления возможности и срока дальнейшей эксплуатации.

#### **14.3.17 Ревизия арматуры**

14.3.17.1 При применении арматуры с сальниками особое внимание следует обращать на набивочный материал (качество, размеры, правильность укладки в сальниковую коробку).

14.3.17.2 Для создания плотности запорную арматуру следует закрывать с номинальным усилием, указанным в эксплуатационной документации. Не допускается применять добавочные рычаги при открывании и закрывании арматуры.

14.3.17.3 Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры, в том числе обратных клапанов, а также приводных устройств арматуры (электро-, пневмо-, гидропривод, механический привод), как правило, проводят в период ревизии трубопровода.

14.3.17.4 При ревизии арматуры, в том числе обратных клапанов, должны быть выполнены следующие 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 функционирование.

#### **14.3.18 Контрольные засверловки**

14.3.18.1 В случаях, когда характер и закономерность коррозионного износа трубопровода не могут быть установлены методами контроля, используемыми при ревизии, для своевременной сигнализации о приближении толщины стенки к отбраковочному размеру допускается выполнять контрольные засверловки.

14.3.18.2 Необходимость в контрольных засверловках определяет служба технического надзора предприятия для каждого конкретного случая с учетом ограничений, изложенных в 14.3.18.4.

14.3.18.3 Глубина контрольных засверловок должна быть равна расчетной толщине плюс  $P \times C$  (где  $P$  — половина периода между очередными ревизиями, год;  $C$  — фактическая скорость коррозии трубопровода, мм/год).

14.3.18.4 Трубопроводы, по которым транспортируются вещества группы А(а), А(б), газы всех групп, трубопроводы, работающие под вакуумом и давлением  $PV > 100$ , трубопроводы в блоках I категории взрывоопасности, а также трубопроводы, выполненные из хромоникелевых сталей типа 18-8 и работающие в средах, вызывающих межкристаллитную коррозию, контрольным засверловкам не подвергают. В этих случаях должен быть усилен контроль за состоянием толщины стенок трубопровода измерением ультразвуковым толщиномером.

14.3.18.5 Отверстия при контрольных засверловках следует располагать в местах поворотов, сужений, врезок, застойных зонах, а также в тройниках, дренажных отводах, перед запорной арматурой и после нее и т. п.

14.3.18.6 Отверстия контрольных засверловок на отводах и полувыводах должны быть расположены преимущественно по наружному радиусугиба из расчета одно отверстие на 0,2 м длины, но не менее одного отверстия на отвод или секцию сварного отвода.

14.3.18.7 Места расположения контрольных засверловок на трубопроводе должны быть четко обозначены.

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

#### 14.3.19 Периодическое испытание трубопроводов

14.3.19.1 Надежность трубопроводов проверяют периодическими испытаниями на прочность и плотность согласно требованиям раздела 13.

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

14.3.19.2 Периодичность испытания трубопроводов на прочность и плотность приурочивают ко времени проведения ревизии трубопровода.

Сроки проведения испытания для трубопроводов с давлением до 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) включительно должны быть равны удвоенной периодичности проведения ревизии, принятой согласно требованиям 14.3.3 и приложения К для данного трубопровода, но не реже одного раза в 8 лет.

Сроки проведения испытания (не реже) для трубопроводов с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>):

- для трубопроводов с температурой до 200 °С — один раз в 8 лет;

- для трубопроводов с температурой свыше 200 °С — один раз в 4 года.

14.3.19.3 Испытательное давление и порядок проведения испытания должны соответствовать требованиям раздела 13 с записью результатов в паспорт трубопровода.

#### 14.3.20 Нормы отбраковки

14.3.20.1 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 14.1 или 14.2.

Т а б л и ц а 14.1 — Отбраковочные толщины для труб и деталей трубопроводов

В миллиметрах

Наружный диаметр, DN	≤25	≤57	≤114	≤219	≤325	≤377	≥426
Наименьшая допустимая толщина стенки	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

Т а б л и ц а 14.2 — Отбраковочные толщины для задвижек, арматуры и литых деталей

В миллиметрах

Номинальный диаметр	80	100	125	150	200
Наименьшая допустимая толщина стенки	4,0	5,0	5,5	6,0	6,5

П р и м е ч а н и е — Допускается отступление от этих норм в технически обоснованных случаях.

Отбраковочная толщина стенки элементов трубопровода должна указываться в проектной документации. 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 действующими нормативно-техническими документами и настоящим стандартом;
- при исследовании сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению;
- размеры резьбовых соединений вышли из поля допусков или на резьбе имеются срывы витков, трещины, коррозионный износ;
- трубопровод не выдержал гидравлического или пневматического испытания;
- уплотнительные элементы арматуры износились настолько, что не обеспечивают ведение технологического процесса, а отремонтировать или заменить их невозможно.

#### 14.3.20.2 Фланцы отбраковывают при:

- неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей;
- наличии трещин, раковин и других дефектов;
- деформации фланцев;
- уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы;
- срыве, смятии и износе резьбы в резьбовых фланцах с давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>), а также при наличии люфта в резьбе, превышающего допустимый по действующим НД. Линзы и прокладки овального сечения отбраковывают при наличии трещин, забоин, сколов, смятин уплотнительных поверхностей, деформаций.

#### 14.3.20.3 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.

#### 14.3.20.4 Сильфонные и линзовые компенсаторы отбраковывают в следующих случаях:

- толщина стенки сильфона или линзы достигла расчетной величины, указанной в паспорте компенсатора;
- толщина стенки сильфона достигла 0,5 мм, а расчетная толщина сильфона имеет более низкие значения;
- при наработке компенсаторами расчетного числа циклов, указанного в документации, и если они эксплуатируются на пожаровзрывоопасных и токсичных средах.

#### 14.3.20.5 Нормы отбраковки должны указываться в проектной документации на конкретный объект.

### 14.4 Техническая документация

На технологические трубопроводы ведется следующая техническая документация:

- а) перечень технологических трубопроводов;
- б) паспорт трубопровода (приложение М). К нему прилагаются:
  - 1) схема трубопровода с указанием категории, исходной и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, мест слускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков, контрольных засверловок (если они имеются) и их нумерации;
  - 2) акты ревизии и отбраковки элементов трубопровода;
  - 3) удостоверение о качестве ремонтов трубопровода. Первичные документы, в том числе журнал сварочных работ на ремонт трубопровода, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков, хранят в организации, выполнившей работу, и предъявляют для проверки по требованию службы технического надзора;
  - 4) документация по контролю металла трубопровода, работающего в водородсодержащих средах;
- в) акты периодического наружного осмотра трубопровода;
- г) акт испытания трубопровода на прочность и плотность;
- д) акты на ревизию, ремонт и испытание арматуры;
- е) эксплуатационный журнал трубопровода (ведется для трубопроводов, на которые не 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 разъёмных соединений.

## 15 Подземные трубопроводы

15.1 На подземные трубопроводы распространяются все положения, касающиеся классификации трубопроводов, выбора типов и материалов труб, деталей технологических трубопроводов и арматуры, эксплуатации, ревизии, сроков ее проведения, отбраковки, ремонта, испытания, ведения технической документации и т. д.

15.2 Для ревизии подземных трубопроводов производят вскрытие и выемку грунта на отдельных участках длиной не менее 2 м каждый с последующим снятием изоляции, осмотром антикоррозионной и протекторной защиты, осмотром трубопровода, измерением толщины стенок, а при необходимости (по усмотрению представителей технического надзора) — с вырезкой отдельных участков.

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

- при контроле сплошности изоляции трубопровода с помощью приборов вскрытие производят в местах выявленных повреждений изоляции;
- при отсутствии на предприятии средств инструментального контроля подземных трубопроводов вскрытие проводят из расчета один участок на длину трубопровода не более 250 м.

15.3 При проведении ремонтно-монтажных работ на подземных трубопроводах должен быть установлен контроль за выполнением требований проекта в отношении компенсации температурных деформаций, качества применяемых материалов, сварных швов, антикоррозионного покрытия и своевременного составления всей необходимой документации по этапам проводимых работ.

15.4 Стальные подземные технологические трубопроводы должны быть защищены от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами.

**Приложение А**  
**(обязательное)**

Т а б л и ц а А.1 — Выбор материалов трубопроводов в зависимости от параметров транспортируемой среды

Марка стали, класс прочности, стандарт или ТУ	Технические требования на трубы (стандарт или ТУ)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требования (стандарт или ТУ)	Транспортируемая среда (см. обозначения таблицы 5.1)	Расчетные параметры трубопровода			
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления [σ], °С
10, 20 ГОСТ 1050	ГОСТ 550, группы А, Б	10—300	ГОСТ 550	Все среды	≤ 32	475	≤ 12	минус 40
		50—400			≤ 5		≤ 12	минус 30
	ГОСТ 8731; ГОСТ Р 53383 [19], группа В, кроме изготовленных из слитка	10—150	ГОСТ 8733, ГОСТ Р 54157 [20]	Все среды с гарантией гидроиспытания	≤ 32	475	≤ 6	минус 30
		20—50					≤ 12	минус 30
	ТУ 14-3-826—79	300, 350, 400	ТУ 14-3-1486—87	Все среды	≤ 32	475	—	минус 40
		500					≤ 12	минус 40
	ТУ 14-3-587—77	500	ТУ 14-3-587—77	Все среды	≤ 32	475	—	минус 40
		500					≤ 12	минус 40
	ТУ 14-3-55—2001	500	ТУ 14-3-55—2001	Все среды	≤ 32	475	—	минус 40
		500					≤ 12	минус 40
	ТУ 14-3-1577—88	500	ТУ 14-3-1577—88	Все среды	≤ 32	475	—	минус 40
		500					≤ 12	минус 40
ТУ 14-3-1128—2000; ТУ 14-3Р-1128—2007	500	ТУ 14-3-1128—2000; ТУ 14-3Р-1128—2007	Все среды	≤ 32	475	—	минус 40	
	500					≤ 12	минус 40	

Марка стали, класс прочности, стандарт или ТУ	Технические требования на трубы (стандарт или ТУ)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требования (стандарт или ТУ)	Транспортная среда (см. обозначения таблицы 5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления [σ], °С	
10Г2 ГОСТ 4543	ГОСТ 550 группы А, Б	10—300	ГОСТ 550	Все среды	≤ 50	475	< 12	более 0,35[σ]	ис более 0,35[σ]
	ГОСТ 8731, ГОСТ Р 53383 [19], группа В, кроме изготовлен- ных из слитка	50—400	ГОСТ 8731, ГОСТ Р 53383 [19] с гарантийной гидро- испытания				≥ 12	минус 60 минус 40	минус 70 минус 60
10Г2 ТУ 14-3-1577—88	ГОСТ 8733, ГОСТ Р 54159 [20], группа В	10—50	ГОСТ 8733, ГОСТ Р 54159 [20] с гарантийной гидро- испытания	Все среды	≤ 50	475	≤ 6	минус 40	минус 60
	ТУ 14-3-826—79	20—50	ТУ 14-3-826—79				> 6		
09Г2С, 10Г2 ГОСТ 19281	ТУ 14-3-1577—88	50—350	ТУ 14-3-1577—88	Все среды	≤ 63	—	≤ 6	минус 60	минус 70
	ТУ 14-3-1128—2000, ТУ 14-3Р-1128—2007		ТУ 14-3-1128—2000, ТУ 14-3Р-1128—2007				> 6		
15ХМ ТУ 14-3Р-55—2001	ТУ 14-3-55—2001	50—400	ТУ 14-3Р-55—2001	Все среды	≤ 40	—	—	—	минус 60
12Х1МФ; 15Х1М1Ф ГОСТ 20072	ТУ 14-3Р-55—2001	50—400	ТУ 14-3Р-55—2001				≤ 63		
15Х5М; 15Х5М-У ГОСТ 20072	ГОСТ 550, группы А, Б	20—400	ГОСТ 550	Все среды	≤ 40	—	—	—	минус 40
							≤ 40		



Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или ТУ		Технические требования на трубы (стандарт или ТУ)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требования (стандарт или ТУ)	Транспортная среда (см. обозначения таблицы 5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
						Максимальное давление, МПа	Максимальная температура трубы, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления [σ], °С	
15Х5М-У ГОСТ 20072	ТУ 14-3Р-62—2002	350, 450, 500	ТУ 14-3Р-62—2002			< 40	600	—	*)>0	не более 0,35[σ]
							450	—	минус 40	минус 40
20ЮЧ ТУ 14-3-1652—89; ТУ 14-3-1745—90; ТУ 14-3-1600—89; ТУ 14-3Р-54—2001	ТУ 14-3-1652—89; ТУ 14-3-1745—90; ТУ 14-3-1600—89; ТУ 14-3Р-54—2001	20—400	ТУ 14-3-1652—89; ТУ 14-3-1745—90; ТУ 14-3-1600—89; ТУ 14-3Р-54—2001			≤ 32	450	—	минус 40	минус 40
							560	—	*)>0	
10Х2М1 ГОСТ 550	ГОСТ 550, группы А, Б	50—300	ГОСТ 550		Все среды	Не ограничено	475	—	минус 40	минус 40
							400	—	минус 40	минус 50
13Х9М ТУ 14-3-457—76	ТУ 14-3-457—76	20—400	ТУ 14-3-457—76			≤ 63	475	—	минус 40	минус 40
							450	—	минус 30	минус 50
15ГС ТУ 14-3Р-55—2001	ТУ 14-3Р-55—2001	20—400	ТУ 14-3Р-55—2001			≤ 80	400	—	минус 40	минус 40
							450	—	минус 30	минус 50
14ХГС 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 40	минус 40
							400	—	минус 30	минус 50
20Х2МА ТУ 14-3-433—78	ТУ 14-3-433—78	6—200	ТУ 14-3-251—74				475	—	*)>0	минус 50
							450	—	минус 40	минус 50
18Х3МФ ТУ 14-3-251—74	ТУ 14-3-251—74	6—200	ТУ 14-3-251—74				475	—	*)>0	минус 50

Марка стали, класс прочности, стандарт или ТУ	Технические требования на трубы (стандарт или ТУ)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требования (стандарт или ТУ)	Транспортная среда (см обозначения таблицы 5.1)	Расчетные параметры трубопровода			
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления [σ], °С
20Х3МВФ ТУ 14-3-251—74	ТУ 14-3-251—74	6—200	ТУ 14-3-251—74	Все среды	≤ 80	510	—	*) > 0 минус 50
08Х18Н10Т ГОСТ 5632	ГОСТ 9940, ГОСТ 9941	50—300 10—200	ГОСТ 9940; ГОСТ 9941		700	—	—	—
	ТУ 14-3-218—80	10—80	ТУ 14-3-218—80		610	—	—	—
08Х18Н12Т ГОСТ 5632	ТУ 14-3-743—78	350—400	ТУ 14-3-743—78		700	—	—	минус 253 минус 253
	ГОСТ 9940; ГОСТ 9941	50—300 10—200	ГОСТ 9940; ГОСТ 9941		700	—	—	—
12Х18Н12Т ГОСТ 5632	ТУ 14-3Р-55—2001	10—400	ТУ 14-3Р-55—2001		700	—	—	—
	ТУ 14-3-1401	25—80	ТУ 14-3-1401		450	—	—	—
03Х17Н14М3 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	—	—	минус 196 минус 196
	ГОСТ 9940; ГОСТ 9941	50—300 10—200	ГОСТ 9940; ГОСТ 9941		600	—	—	—
08Х17Н15М3Т ГОСТ 5632	ТУ 14-3-1905	70—150	ТУ 14-3-1905		300	—	—	минус 40 минус 40
	ГОСТ 9940; ГОСТ 9941	50—300 10—200	ГОСТ 9940; ГОСТ 9941		700	—	—	—
08Х21Н6М2Т ГОСТ 5632	ТУ 14-3-1905	70—150	ТУ 14-3-1905		≤ 10	300	—	минус 40 минус 40

Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или ТУ	Технические требования на трубы (стандарт или ТУ)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требования (стандарт или ТУ)	Транспортная среда (см. обозначения таблицы 5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления [σ], °С	
									более 0,35[σ]
08Х22Н6Т ГОСТ 5632	ГОСТ 9940; ГОСТ 9941; ТУ 14-3-1905	50—300 10—200	ГОСТ 9940; ГОСТ 9941; ТУ 14-3-1905		300	—	—	более 0,35[σ]	
									минус 40
03ХН28МДТ ГОСТ 5632	ТУ 14-3-694, ТУ 14-3-751; ТУ 14-3-1201	25—50	ТУ 14-3-694; ТУ 14-3-751; ТУ 14-3-1201	Все среды	400	—	—	минус 196	
									минус 196
06ХН28МДТ (ЭИ-943)	ТУ 14-3-318, ТУ 14-3-763; ТУ 14-3-822	80—140	ТУ 14-3-318; ТУ 14-3-763; ТУ 14-3-822		400	—	—	минус 196	
									минус 196
ХН32Т	ТУ 1320-003-18648658—90	80—150	ТУ 1320-003-18648658—90		900	—	—	минус 70	
Электрогазовые трубы прямшовные									
Ст3сп5 ГОСТ 380	ГОСТ 10705, группа В  ГОСТ 10706, группа В	10—500  450—1400	ГОСТ 10705  ГОСТ 10706	Среды групп В, кроме СУГ	Среды групп В, кроме пара и горячей воды	Среды групп В, кроме СУГ	Среды групп В, кроме пара и горячей воды	Среды групп В, кроме СУГ	Среды групп А(а) и СУГ
Ст3сп4-5 ГОСТ 380	ТУ 14-3-377—87  ТУ 14-3-1399—95	200—400  200, 350, 400, 500	ТУ 14-3-377—87  ТУ 14-3-1399—95	Среды групп В, кроме пара и горячей воды	Среды групп В, кроме пара и горячей воды	Среды групп В, кроме СУГ	Среды групп В, кроме пара и горячей воды	Среды групп В, кроме СУГ	Среды групп А(а) и СУГ

Марка стали, класс прочности, стандарт или ТУ	Технические требования на трубы (стандарт или ТУ)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требований (стандарт или ТУ)	Транспортируемая среда (см обозначения таблицы 5.1)	Максимальное давление, МПа	Максимальная температура трубы, °С	Толщина стенки трубы, мм	Расчетные параметры трубопровода	
								Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления [σ], °С	более 0,35[σ] не более 0,35[σ]
Ст3пс4; Ст3сп4 ГОСТ 380	ГОСТ 10706, группа В	400—1400	ГОСТ 10706	Среды группы В, кроме СУГ	≤ 1,6	200	—	более 20 минус 40	минус 40
	ГОСТ 10705, группа В	10—500	ГОСТ 10705	Среды групп А(б), Б, кроме СУГ	≤ 2,5	300	≤ 12	минус 20 минус 40	минус 40
	ГОСТ 20295, тип 1	114—426	ГОСТ 20295	Среды групп Б(в), В		≤ 10			
20 ГОСТ 1050	ГОСТ 20295, тип 3	530—1420		ГОСТ 20295	Среды групп А(б), Б(а), Б(б), кроме СУГ	400	—	—	минус 20 минус 40
	ТУ 14-3-377—99	200—400	Среды группы А(а) и СУГ		200	—	—		
			Среды группы В, кроме пара и горячей воды		350	—	—		
К52 ГОСТ 20295	ГОСТ 20295, тип 1	114—426	ГОСТ 20295	Среды групп А(б), Б (а), Б(б), кроме СУГ	≤ 4	400	≤ 12	минус 40 минус 40	минус 40
	ГОСТ 20295, тип 3	530—1420	ГОСТ 20295	Среды группы А(а) и СУГ	≤ 2,5	—	—		
	ТУ 14-3-620—77	76, 500, 700, 800, 1000, 1200	ТУ 14-3-620—77	Среды группы Б, В, кроме СУГ	≤ 1,6	300	≤ 12		

Продолжение таблицы А.1

Марка стали, класс прочности, стандарт или ТУ	Технические требования на трубы (стандарт или ТУ)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требования (стандарт или ТУ)	Транспортируемая среда (см обозначения таблицы 5.1)	Максимальное давление, МПа	Максимальная температура трубы, °С	Толщина стенки трубы, мм	Расчетные параметры трубопровода	
								Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления [σ], °С	более 0,35[σ] не более 0,35[σ]
17Г1С-У ТУ 14-3-1138—82	ТУ 14-3-1138—82	1200	ТУ 14-3-1138—82	Все среды, кроме группы А (а) и СУГ	≤ 2,5	400	≤ 12	минус 40	минус 40
13Г2АФ ТУ 14-3-1424—86	ТУ 14-3-1424—86	1000	ТУ 14-3-1424—86	Все среды, кроме группы А и СУГ	≤ 1,6	250	—	минус 60	минус 60
12Г2С; 14ХГС ТУ 14-3-1209—86	ТУ 14-3-1209—86	600	ТУ 14-3-1209—86	Все среды, кроме группы А и СУГ	≤ 5,0	300	—	минус 60	минус 60
09Г2С; 12Г2СБ; 13ГС-Х; 08ГБЮ; 13Г2АФ; 13Г1С-Х; 09ГБЮ; 12Г2СБ; 09ГФБ; 13Г1СБ-У, 10Г2СБ; 10Г2ФБ; 10Г2СФБ; 10Г2ФБЮ ТУ 14-3-1573—96	ТУ 14-3-1573—96	500—1000	ТУ 14-3-1573—96	Все среды	≤ 2,5	600	—	минус 196	минус 196
08Х18Н10Т; 10Х18Н10Т; 12Х18Н10Т; 10Х17Н13М2Т ГОСТ 5632	ГОСТ 11068	10—100	ГОСТ 11068	Все среды, кроме группы А (а) и СУГ	≤ 2,5	600	—	минус 196	минус 196
03Х18Н11; 08Х18Н10Т; 12Х18Н10Т; 12Х18Н12Т; 08Х17Н13М2Т; 10Х17Н13М2Т ГОСТ 5632	ТУ 14-158-135	200—400	ТУ 14-158-135	Все среды, кроме группы А (а) и СУГ	5	600	—	минус 196	минус 196

Марка стали, класс прочности, стандарт или ТУ	Технические требования на трубы (стандарт или ТУ)	Номинальный диаметр, мм	Виды испытаний и требования (стандарт или ТУ)	Транспортируемая среда (см. обозначения таблицы 5.1)	Расчетные параметры трубопровода				
					Максимальное давление, МПа	Максимальная температура, °С	Толщина стенки трубы, мм	Минимальная температура в зависимости от толщины стенки трубы при напряжении в стенке от внутреннего давления $[\sigma]$ , °С	
									более 0,35 $[\sigma]$
Электросварные трубы спиральношовные									
Ст3сп3; Ст3сп2; Ст3сп5 ГОСТ 380	ТУ 14-3-943—80	200—500	ТУ 14-3-943—80	Все среды, кроме группы А и СУГ	≤ 1,6	200	≤ 6 ≤ 12	минус 30 минус 20	—
	ТУ 14-3-954—80	500—1400	ТУ 14-3-954—80 с учетом требований п. 2.2.10						
10, 20 ГОСТ 1050	ГОСТ 3262	6—150	ГОСТ 3262	Среды группы В, кроме пара и горячей воды	≤ 1,6	200	≤ 5	минус 20	минус 20
	ГОСТ 8696, группа В	500—1400	ГОСТ 8696						
20 ГОСТ 1050	ТУ 14-3-684—77	500—1400	ТУ 14-3-684—77	Среды групп В, В, кроме СУГ	≤ 2,5	350	≤ 12 ≤ 12	минус 40 минус 30	минус 40
	ТУ 14-3-808—78	500—1600	ТУ 14-3-808—78						
K42 ГОСТ 20295	ГОСТ 20295, тип 2	500—800	ГОСТ 20295	Все среды, кроме группы А(а) и СУГ	≤ 2,5	400	≤ 6 > 6	минус 50 минус 40	минус 60 минус 50
09Г2ФБ ТУ 14-3-1363—85	ТУ 14-3-1363—85	1400	ТУ 14-3-1363—85	Среды групп Б, В, кроме СУГ	≤ 7,5	350	—	минус 60	минус 60

<sup>1)</sup> Значение минимальной температуры не ниже 0 °С принято применительно к сварным швам трубопровода, сваренного из труб указанных марок сталей.

Т а б л и ц а А.2 — Поковки

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Вид испытания и дополнительные требования	Номер приложения к данной таблице
		Температура стали °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более		
Ст5сп ГОСТ 380	КП.245(КП.25) ГОСТ 8479	От -20 до +400	5(50)	Группа IV ГОСТ 8479—70	1, 7
Ст3сп ГОСТ 380	КП.195(КП.20) ГОСТ 8479	От -20 до +450			
20 ГОСТ 1050	КП.195(КП.20), КП.215(КП.22) ГОСТ 8479	От -30 до +475	Не ограничено	ОСТ 108.030.113	1, 2, 3, 6, 9
20К ГОСТ 5920	КП.195(КП.20) ГОСТ 8479				
20, 22К ОСТ 108.030.113	ОСТ 108.030.113	От -40 до +475	Не ограничено	ТУ 302.02.092	2, 6, 9
22К, 22К-Ш, 22К-ВД, 22К-ВРВ ТУ 108.11.543	ТУ 302.02.092				
20КА ТУ 05764417-013	ТУ 05764417-013	От -40 до +475	Не ограничено	ТУ 05764417-013	—
20Ю4 ТУ 26-0303-1532	ТУ 26-0303-1532				
16ГС ГОСТ 19281	КП.245 (КП.25) ГОСТ 8479	От -70 до +475	—	Группа IV ГОСТ 8479—70	1, 4, 9
15ГС, 16ГС ОСТ 108.030.113	ОСТ 108.030.113, СТО 00220227-006—2010				
10Г2 ГОСТ 4543	КП.215(КП.22) ГОСТ 8479	От -70 до +475	—	Группа IV ГОСТ 8479—70	1, 2, 4, 5, 9
09Г2С ГОСТ 19281	КП.245 (КП.25) ГОСТ 8479				
20Х ГОСТ 4543	КП.395 (КП.40) ГОСТ 8479	От -40 до +475	Не ограничено	Группа IV ГОСТ 8479	1
15ХМ ГОСТ 4543	КП.275 (КП.28) ГОСТ 8479				
09ГСНБЦ	ТУ 05764417-013	От -40 до +350	Не ограничено	—	—
09ХГН2АБ	ТУ 05764417-013				

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Вид испытания и дополнительные требования	Номер приложения к данной таблице
		Температура стенки °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более		
15Х5Ф, 15Х5М ГОСТ 20072	КП.395 (КП.40) ГОСТ 8479	От -40° до +650	Не ограничено	Группа IV ГОСТ 8479 $\geq 13\%$ , $\phi \geq 35\%$ КСУ $\geq 50$ Дж/см <sup>2</sup>	1, 2, 11
12Х1МФ ОСТ 108.030.113	ОСТ 108.030.113	От -20° до +570			
12МХ ГОСТ 20072	Группа IV-КП.235(КП.24) ГОСТ 8479	От -40° до +450	Не ограничено	Группа IV ГОСТ 8479	1, 11
12ХМ, 15ХМ ТУ 302.02.031	ТУ 302.02.031	От -40° до +560			
10Х2М1А-А ТУ 108.13.39	ТУ 108.13.39	От -40° до +475	Не ограничено	ТУ 302.02.121	10, 11
10Х2М1А-А, 10Х2М1А-ВД, 10Х2М1А-Ш ТУ 302.02.121	ТУ 302.02.121				
20Х2МА СТО 00220227-006—2010	СТО 00220227-006—2010	От -40° до +560	Не ограничено	СТО 00220227-006—2010	11
15Х2МФА-А ТУ 302.02.014	ТУ 302.02.014				
08Х22Н6Т, 08Х21Н6М2Т ГОСТ 5632	ГОСТ 25054	От -40 до +300	5(50)	Группа II ТУ 302.02.014	1
12Х18Н9Т, 12Х18Н10Т ГОСТ 5632		От -253 до +610			
08Х18Н10Т ГОСТ 5632	ГОСТ 25054	От +610 до +700	Не ограничено	Группа IV ГОСТ 25054	1
10Х17Н13М2Т ГОСТ 5632		От -253 до +610			
03Х18Н11 ГОСТ 5632	ГОСТ 25054	От +610 до +700	Не ограничено	Группа IV ГОСТ 25054	1, 8
		От -253 до +700			
	ГОСТ 25054	От -253 до +450	Не ограничено		1



Окончание таблицы А.2

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Вид испытания и дополнительные требования	Номер приложения к данной таблице
		Температура стенки °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более		
03Х17Н14М3 ГОСТ 5632	ГОСТ 25054	От -196 до +450	Не ограничено	Группа IV ГОСТ 25054	1
10Х17Н13М3Т ГОСТ 5632		От -196 до +600			
08Х17Н15М3Т ГОСТ 5632		От -196 до +400	1		
06ХН28МДТ ГОСТ 5632		От -40 до +550	1,7		
08Х13, 12Х13 ГОСТ 5632		6,4 (64)			

**П р и м е ч а н и я**

- 1 Допускается применять поковки группы II для невзрывоопасных сред при давлении менее 0,07 МПа (0,7 кгс/см<sup>2</sup>).
- 2 Допускается наравне с поковками применять стальные горячекатаные кольца для изготовления фланцев из сталей марки 20 ТУ 14-1-1431 и марок 20, 10Г2, 15Х5М, 12Х18Н10Т ТУ 14-3-375.
- 3 Допускается применять приварные встык фланцы из поковки группы IV-КП.215 (КП.22) по ГОСТ 8479 и горячекатаных колец из стали марки 20 по ГОСТ 1050 для температуры стенки от минус 31 °С до минус 40 °С при условии проведения термобработки — закалки и последующего высокого отпуска или нормализации после приварки фланца к корпусу или патрубку. При этом патрубок, привариваемый к корпусу, должен быть изготовлен из стали марки 16ГС (09Г2С, 10Г2). Ударная вязкость основного металла — не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> (3 кгс м/см<sup>2</sup>) на образце КСЧ. Допускается применение ответных фланцев штурера из стали марки 20 в термообработанном состоянии при температуре стенки от минус 30 °С до минус 40 °С.
- 4 Поковки из сталей марок 15ГС, 16ГС, 09Г2С, 10Г2 следует испытывать на ударный изгиб при температуре стенки ниже минус 30 °С. Ударная вязкость — не менее 30 Дж/см<sup>2</sup> (3 кгс м/см<sup>2</sup>) на образце КСЧ.
- 5 Допускается применение заготовок, полученных методом электрошлакового переплава из сталей марок 20Ш, 10Г2Ш ТУ 0251-16 [81] на параметрах, аналогичных стали 20 и 10Г2.
- 6 Допускается применять поковки из стали марки 20 с толщиной в месте сварки не более 12 мм при температуре стенки не ниже минус 40 °С без проведения термической обработки сварного соединения.
- 7 Для изготовления деталей, не подлежащих сварке.
- 8 При температуре свыше 350 °С для сред, не вызывающих межкристаллитную коррозию.
- 9 Контроль ультразвуковым методом при условии, оговоренных в 5.4.1, 5.4.2 [8].
- 10 Для каждой плавки определяется фактор  $J = (S_1 + M_{12}) \cdot (P + S_{11})^{0,4} < 100$ , где содержание элементов — в процентах.
- 11 Для деталей, подвергающихся сварке и испытывающих напряжения, свыше 0,35 [8], минимальная температура равна 0 °С.

Т а б л и ц а А.3 — Стальные отливки

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Вид испытаний и дополнительных требования	Номер примечания к данной таблице
		Температура стенки °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более		
20Л, 25Л ГОСТ 977	ГОСТ 977, ТУ 4112-091-00220302	От -30 до +450		Группа 3 ГОСТ 977, ТУ 4112-091-00220302	1, 2
35Л, 45Л ГОСТ 977					
20ГМЛ	СТ ЦКБА 014-2004	От -60 до +450		Группа 3 ГОСТ 977	3
20ХМЛ ГОСТ 977	ГОСТ 977, ТУ 4112-091-00220302	От -40 до +540			
20Х5МЛ ГОСТ 977		От -40 до +600		ТУ 4112-091-00220302	
20Х5ТЛ ТУ 4112-091-00220302	ТУ 4112-091-00220302	От -40 до +425			
20Х5ВЛ ТУ 4112-091-00220302		От -40 до +550	Не ограничено	Группа 3 ГОСТ 977, ТУ 4112-091-00220302	
20Х8ВЛ ГОСТ 977	ГОСТ 977, ТУ 4112-091-00220302	От -40 до +600			
20ХН3Л ТУ 4112-091-00220302	ТУ 4112-091-00220302	От -70 до +450		ТУ 4112-091-00220302 и ударная вязкость при температуре минус 70 °С, если температура стенки ниже минус 30 °С	
10Х18Н9Л, 12Х18Н9ТЛ, 12Х18Н12М3ТЛ ГОСТ 977	ГОСТ 977	От -253 до +600			
10Х21Н6М2Л ТУ 4112-091-00220302	ТУ 4112-091-00220302	От -40 до +300		Группа 3 ГОСТ 977, ТУ 4112-091-00220302	
40Х24Н12СЛ ГОСТ 977	ГОСТ 977	От 0 до +1200 От 0 до +1000			
25Х23Н7СЛ ГОСТ 977	ГОСТ 977			Группа 3 ГОСТ 977	

## П р и м е ч а н и я

1 При содержании углерода более 0,25 % сварку следует проводить с предварительным подогревом и последующей термической обработкой.

2 Допускается применять отливки из углеродистых сталей марок 20Л, 25Л до температуры стенки минус 40 °С при условии проведения термической обработки в режиме «нормализация + отпуск» или «закалка + отпуск».

3 Для несваряемых деталей

Т а б л и ц а А.4 — Крепежные детали

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Назначение
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	
Класс прочности 5.6, 6.6, 8.8, 21, 22, 23, 5, 6, 8, 10 ГОСТ Р 52627 [21]	ГОСТ Р 52627 [21]	От -30 до +300	2,5 (25)	Шпильки, болты, гайки
		От -20 до +300	2,5 (25)	
Ст3сп4 ГОСТ 380		От 0 до +300	10 (100)	Шайбы
		От -40 до +450	2,5 (25)	
10 ГОСТ 1050		От -40 до +425	10 (100)	Шайбы
		От -40 до +450	2,5 (25)	
20, 25 ГОСТ 1050, ГОСТ 10702	СТП 26.260.2043	От -40 до +425	10 (100)	Шпильки, болты
		От -40 до +450	2,5 (25)	
30, 35, 40, 45 ГОСТ 1050, ГОСТ 10702		От -40 до +425	16 (160)	Шпильки, болты
		От -40 до +450	2,5 (25)	
30Х, 35Х, 38ХА, 40Х ГОСТ 4543		От -40 до +425	16 (160)	Шпильки, болты
		От -40 до +450	2,5 (25)	
30Х ГОСТ 4543	ГОСТ 10495	От -50 до +200	63 (630)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +425	16 (160)	
09Г2С ГОСТ 19281, категории 7	СТП 26.260.2043	От -70 до +450	16 (160)	Шайбы
		От -70 до +425	2,5 (25)	
10Г2 ГОСТ 4543		От -70 до +450	16 (160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +425	2,5 (25)	

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Назначение
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	
18Х2Н4МА ГОСТ 4543	СТП 26.260.2043	От -70 до +400	16(160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +450		Шайбы
12Х13, 20Х13, 30Х13 ГОСТ 5632	ГОСТ 20700	От -30 до +475	10(100)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
		От 0 до +450		Шпильки, болты, шайбы
20Х13 ГОСТ 1896В	ГОСТ 20700	От 0 до +510	Не ограничено	Гайки
10Х17Н13М2Т, 10Х17Н13М3Т, 08Х17Н15М3Т, 31Х19Н9МВБТ ГОСТ 5632	СТП 26.260.2043	От -70 до +600	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
		От 0 до +625		Шпильки, болты, гайки
31Х19Н9МВБТ ГОСТ 5949	ГОСТ 23304, ГОСТ 20700	От -70 до +400	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
06ХН28МДТ ГОСТ 5632	СТП 26.260.2043	От -70 до +500		10(100)
10Х14Г14Н4Т ГОСТ 5632		От -70 до +400		
07Х21Г7АН5 ГОСТ 5632		От -70 до +600		
08Х15Н24В4ТР ГОСТ 5632		От -40 до +325		
07Х16Н6 ГОСТ 5949		От -70 до +650		
10Х11Н22Т3МР ГОСТ 20700	ГОСТ 20700	От -40 до +450	Не ограничено	Шпильки, болты, гайки
30ХМ, 30ХМА, 35ХМ ГОСТ 4543	СТП 26.260.2043	От -40 до +510	16(160)	Шпильки, болты
		От -70 до +450		Шайбы
40ХФА ГОСТ 4543	ГОСТ 10494	От -50 до +400	80 (800)	Шпильки

Продолжение таблицы А.4

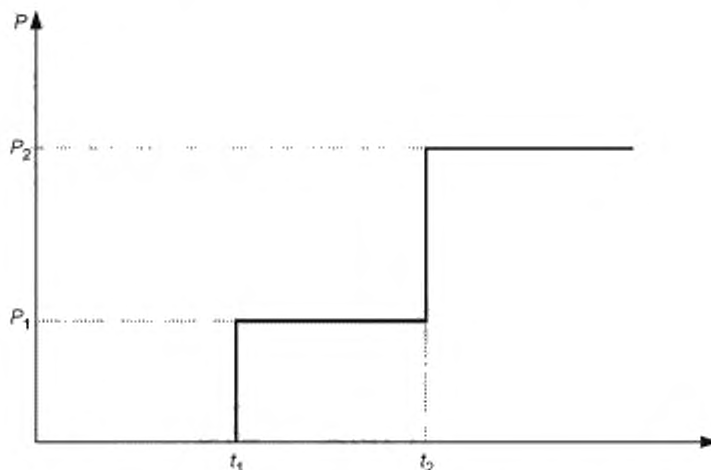
Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Назначение
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	
25Х1МФ ГОСТ 20072	СТП 26.260.2043	От -50 до +510	80 (800)	Шпильки, болты
		От -50 до +540	16(160)	Гайки
		От -70 до +540		Шайбы
25Х2М1Ф ТУ 14-1-562		От -50 до +510	16(160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +540		Шайбы
25Х2М1Ф ГОСТ 20072	ГОСТ 20700	От -50 до +540	Не ограничено	Шпильки, болты
		От 0 до +565	10(100)	Гайки
		От -50 до +510		Шпильки
23Х1М1Ф1ТР, 20Х1М1Ф1БР ГОСТ 20072	СТП 26.260.2043	От -50 до +565	16(160)	Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +565		Шайбы
		От -50 до +580		Шпильки, болты, гайки
15ХМ ГОСТ 4543	ГОСТ 20700	От -70 до +565	16(160)	Шайбы
		От 0 до +545		
		От -70 до +425		Шпильки, болты, гайки
20ХНЗА, 10Г2 ГОСТ 4543	СТП 26.260.2043	От -70 до +450	16(160)	Шайбы
		От -40 до +450		Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +600		Шайбы
37Х12Н8Г8МФБ ГОСТ 5632	СТП 26.260.2043	От -70 до +600	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
12Х18Н10Т, 08Х18Н10Т ГОСТ 5632		От -70 до +600		Шпильки, болты, гайки, шайбы

Марка стали	Технические требования	Допустимые параметры эксплуатации		Назначение
		Температура стенки, °С	Давление среды, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	
45X14H14B2M ГОСТ 5632	СТП 26.260.2043	От -70 до +600	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
18X12BM5ФР ГОСТ 5632		От -40 до +580		Шпильки, болты, гайки, шайбы
12X1MФ ГОСТ 20072	ГОСТ 20700	От -40 до +570	Не ограничено	Шайбы
08X16H13M2Б ГОСТ 5632		От -70 до +625		Шпильки, болты, гайки
		От -70 до +650		Шайбы
ХН35ВТ ГОСТ 5632		От -70 до +650		Шпильки, болты, гайки
08X22H6Т, 08X21H6M2Т, 14X17H2 ГОСТ 5632	СТП 26.260.2043	От -40 до +200	16(160)	Шпильки, болты, гайки, шайбы
		От -70 до +350	20(200)	

**Приложение Б  
(обязательное)**

**Регламент проведения в зимнее время пуска (остановки) и испытаний на герметичность трубопроводов, расположенных на открытом воздухе или в неотапливаемых помещениях и эксплуатируемых под давлением**

Б.1 Пуск (остановка) или испытание на герметичность в зимнее время, т. е. повышение (снижение) давления в трубопроводе при повышении (снижении) температуры стенки должны осуществляться в соответствии с графиком на рисунке Б.1.



$P_1$  — давление пуска;  $P_2$  — давление рабочее;  $t_1$  — минимальная температура воздуха, при которой допускается пуск трубопровода под давлением  $P_1$ ;  $t_2$  — минимальная температура, при которой сталь и ее сварные соединения допускаются для работы под давлением в соответствии с требованиями приложения А, таблица А.1

Рисунок Б.1 — График зависимости давления от минимальных температур при пуске

Б.2 Давление пуска  $P_1$  принимают согласно таблице Б.1 в зависимости от рабочего давления  $P_2$ .

Т а б л и ц а Б.1 — Давление пуска в зависимости от рабочего давления

$P_2$ , МПа	Менее 0,1	От 0,1 до 0,3	Более 0,3
$P_1$ , МПа	$P_2$	0,1	$0,35P_2$
Примечание — При температуре $t_2 \leq t_1$ давление пуска $P_1$ принимается равным рабочему давлению $P_2$ .			

Достижение давлений  $P_1$  и  $P_2$  следует осуществлять постепенно, по  $0,25P_1$  или  $0,25P_2$  в течение часа с 15-минутными выдержками давлений на ступенях  $0,25P_1$  ( $0,25P_2$ );  $0,5P_1$  ( $0,5P_2$ );  $0,75P_1$  ( $0,75P_2$ ), если нет других указаний в проектной документации.

Б.3 Величины температур  $t_1$  и  $t_2$  принимают по таблице Б.2 в зависимости от марки сталей.

Т а б л и ц а Б.2 — Определение температур  $t_1$  и  $t_2$  в зависимости от марки стали

Марка стали	Минимальная температура воздуха $t_1$ , °С	Минимальная температура стенки трубопровода $t_2$ , °С	Допускаемая средняя температура наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92 в районе расположения трубопровода
Ст3сп4, Ст3пс4, Ст3Гпс4, Ст3сп5	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-Mo стали	Минус 40	0	Не ниже минус 40°С
20ЮЧ		Минус 40	
08Х22Н6Т, 08Х21Н6М2Т	Минус 60		
Все аустенитные стали	Не регламентируется	Не регламентируется	

Скорость подъема (снижения) температуры должна быть не более 30 °С в 1 ч, если нет других указаний в технической документации.



**Приложение В**  
**(рекомендуемое)**

**Расчетно-экспериментальные методы и средства защиты**  
**трубопровода от вибрации**

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

Вибрацию снижают уменьшением или снятием возмущающих воздействий. При этом необходимо в первую очередь устранить резонансные колебания пульсирующего потока и отстроить от возможного совпадения резонансы потока и механической системы.

Применяют следующие способы отстройки системы от резонансных колебаний газа:

а) изменение длин и диаметров участков трубопроводной системы, если это допускается компоновкой системы;

б) установка диафрагм, которые рассеивают энергию колебаний газа и изменяют амплитудно-частотный спектр газа в трубопроводной системе. Ориентировочно диаметр расточки диафрагм составляет  $0,5D$ . Оптимальный диаметр расточки диафрагмы  $d$ , обеспечивающий эффективное гашение пульсации, для однофазных потоков может быть определен по формуле

$$d = D(V_{cp}/C)^{0,25}, \quad (B.1)$$

где  $V_{cp}$  — средняя скорость газа в трубопроводе, м/с;

$C$  — скорость звука в газе, м/с.

Для двухфазных потоков этот диаметр

$$d = D(1,5\xi)^{0,25}, \quad (B.2)$$

где  $\xi$  — коэффициент гидравлического сопротивления диафрагмы;

в) установка буферных емкостей с целью уменьшения амплитуды пульсации давления за счет рассеивания энергии, затрачиваемой на возбуждение массы газа в объеме буферной емкости, и изменения спектра собственных частот колебаний. Для наиболее эффективного гашения колебаний буферную емкость устанавливают непосредственно у источника возбуждения колебаний (цилиндр компрессора). На несколько цилиндров одной ступени целесообразно устанавливать общую емкость;

г) установка акустических фильтров в тех случаях, когда возникает необходимость в значительном снижении колебаний, а требующиеся для этого габаритные размеры буферной емкости превышают допустимые по условиям компоновки. Акустический фильтр характеризуется четким дискретным спектром полос пропускания и гашения частот колебаний газа;

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

е) интерференционный способ гашения пульсаций, который эффективен в очень узкой полосе частот колебаний. Этот способ предусматривает применение специальных ответвлений или петель, длину которых подбирают равной нечетному числу полувольт;

ж) сочетание в одной трубопроводной системе различных способов гашения пульсаций. Так, возможна установка диафрагм на входе в емкость или на выходе из емкости. При этом размеры емкости могут быть уменьшены примерно на 30 % по сравнению с емкостью без диафрагмы. Дополнительные потери давления при установке диафрагмы меньше, чем дополнительные потери при резонансных колебаниях.

Последовательность проведения отстройки от резонансных колебаний, а также снижения колебаний давления газа представляет собой итерационный процесс внесения изменений в конструкцию трубопроводной системы с последующей проверкой эффективности изменений расчетом по специальным программам.

**В.2 Снижение вибрации и виброзащита окружающих объектов**

В.2.1 В трубопроводных обвязках поршневых машин максимальная энергия приходится на низшие гармоники. Расчеты допустимо проводить по нескольким первым (до 3—5) собственным частотам каждого пролета и осуществлять отстройку по этим значениям.

Для устранения механических резонансов проводят корректировку трубопроводной системы.

Спектр собственных частот любой механической системы зависит от ее объемно-конструктивных решений, условий закрепления и инерционно-жесткостных параметров. Для трубопроводных систем такими параметрами являются:

- число участков, расположенных между опорами, их конфигурация;
- наличие сосредоточенных масс и их величина;

- условия опирания;
- упругие опоры и их характеристики жесткости;
- инерционно-жесткостные параметры участков.

Сосредоточенные массы увеличивают инерционные характеристики и снижают значения собственных частот. Практически понижение значения собственной частоты способом включения дополнительной массы может быть эффективным при величине массы, соизмеримой с массой участка.

В реальных системах сосредоточенные массы конечных размеров увеличивают жесткость системы. В большинстве случаев в реальных трубопроводных системах сосредоточенные массы имеют самостоятельные опоры и могут рассматриваться как разделители системы на независимые, с жесткими заделками в точках присоединения масс.

Ужесточение системы включением дополнительной массы — фактор конструктивного увеличения собственной частоты. Влияние масс в каждом конкретном случае может быть получено только расчетом всей системы в целом.

В.2.2 Собственные частоты трубопровода зависят от условий закрепления его концевых и промежуточных участков. При применении скользящих односторонних опор необходимо предварительно провести расчет на статическую прочность и убедиться в том, что соответствующие односторонние связи замкнутые. При отключении односторонней опоры (в случае разомкнутой связи) в исходных данных для расчета собственных частот принимают суммарную длину пролета между двумя соседними опорами, что может существенно снизить значение собственной (парциальной) частоты участка.

Целесообразность применения упругих опор определяют по результатам расчета. Упругие опоры, уменьшая эквивалентную жесткость всей системы, снижают нижнюю границу частотного диапазона участка и системы. Применение их эффективно при отстройке от резонанса в сторону уменьшения значений собственных частот.

В.2.3 Необходимость отстройки трубопроводной системы от резонансов определяют по каждому из потенциально возможных механизмов возбуждения вибрации согласно 9.4.

Для вывода системы за пределы резонанса достаточно изменить длину участка на 15 %—20 %. Следует вначале проводить корректировку в сторону увеличения  $f_r$ , т. е. сокращения длины пролета. При каждом вновь принятом значении длины пролета проверяют условия согласно 9.4 по всем возмущающим частотам. В случае вывода системы из зоны одного и входа в зону другого резонанса систему корректируют по новому резонансному режиму. При невозможности корректировки в сторону увеличения  $f_r$  корректировку проводят уменьшением  $f_r$ , т. е. удлинением участка, определяющего  $f_r$ .

В.2.4 При ограничении возможностей варьирования длиной пролета отстройку системы от резонанса проводят выбором типа опор и подбором их жесткости. Изменение расположения сосредоточенных масс задается расчетчиком только при наличии в системе сосредоточенных масс. При их отсутствии специально вводить сосредоточенные дополнительные массы для изменения спектра частот следует только при невозможности применения других способов отстройки от резонанса.

В.2.5 При неэффективности способов, изложенных в В.2.1—В.2.4, необходимо изменить геометрию системы, обеспечив свободу вариации  $f_r$ , максимально спрямив трассу, по возможности избегая лишних поворотов. При этом способе необходимо проведение поверочных расчетов трубопровода на прочность и жесткость.

При неэффективности способов, изложенных в В.2.1—В.2.5, изменение инерционно-жесткостных параметров трубопровода обеспечивают варьированием диаметра трубопровода.

При наличии специальных инерционно-жесткостных гасителей, антивибраторов, исходя из экономической и технической целесообразности их применения, просчитывают варианты частотных спектров системы с гасителями, и по формам колебаний дают оценку их эффективности.

Корректировку трубопроводной системы для устранения механического резонанса проводят для каждого механизма возбуждения колебаний не менее чем по пяти гармоникам и по числу собственных частот колебаний системы или по удвоенному значению числа участков системы.

### В.3 Инструментальное обследование и мониторинг трубопроводных систем и нагнетательных машин при пуске и эксплуатации

#### В.3.1 Инструментальные обследования вибрации

##### В.3.1.1 Целями обследования являются:

- измерение уровней вибрации трубопроводов, сравнение их с допускаемыми (см. В.4.2);
- определение степени опасности вибрации;
- анализ спектров вибрации, диагностика частотных спектров вибровозмущений и их интенсивности;
- оценка уровней вибрации элементов нагнетательных машин (таблицы В.3—В.9) как источников вибрации;
- измерение уровней пульсации давления, сравнение их с допускаемыми, определение необходимости их снижения;
- определение необходимости виброзащиты окружающих объектов;
- составление заключения о необходимости периодического или постоянного мониторинга вибрации трубопроводов и нагнетательных машин.

В.3.1.2 Измерения вибрации выполняют в следующем порядке:

Измерение в каждом намеченном сечении проводят по трем осям. Принимают следующие направления осей:

- Y — по оси вала машины;
- X — в горизонтальной плоскости;
- Z — нормально к плоскости XY.

Направление Y выдерживают по всей трассе для каждого участка.

Точки измерения:

- нагнетательная машина — торцы цилиндров, нагнетательные патрубки, фундаментные болты;
- опоры трубопровода;

- середина каждого пролета между опорами, при наличии в пролете между опорами отводов — на концах отвода.

Определяют частотный спектр вибрации. Измеряют размахи виброперемещений:

- общий (суммарный) уровень;
- для каждой частотной составляющей спектра.

Во время измерений фиксируют режим нагружения трубопровода:

- состав перекачиваемой среды;
- температура на каждом участке;
- давление;
- производительность;
- время и дата проведения измерений.

При меняющихся режимах эксплуатации требуются измерения на 3—4 режимах производительности. Результаты измерений протоколируются с указанием исполнителей.

### В.3.2 Мониторинг системы

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

При периодическом мониторинге выполняются все требования В.3.1. Периодичность измерений вибрации при опорных уровнях не выше 2 (согласно В.4.2) назначают не реже одного раза в месяц; при значениях вибрации, приближающихся к 3-му уровню — не реже одного раза в неделю. При стабилизации вибрации около 3-го уровня в течение 4 измерений (1 месяц) допустимо увеличить периодичность до одного месяца.

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

В.3.2.2 При стационарном мониторинге предусматривается:

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

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

По максимальным уровням вибрации из всех намеченных точек по трассе и координатам выбирают не менее двух для включения сигнализации достижения аварийного уровня.

## В.4 Нормирование пульсации потока и вибрации трубопроводов

### В.4.1 Пульсация потока продукта

Неравномерность потока ограничивают в зависимости от рабочего давления (таблица В.1).

Т а б л и ц а В.1 — Ограничения неравномерности пульсации потока

$P_p$ , МПа	< 0,5	Св. 0,5 до 1,0	Св. 1,0 до 2,0	Св. 2,0 до 5,0	Св. 5,0
$\delta$ , %	4—8	От 4 до 6	От 3 до 5	От 2 до 4	От 2 до 3

Для всасывающих линий нефтяного газа допускается большее значение пульсации давления.

### В.4.2 Вибрация трубопроводов

Их нормируют по амплитуде виброперемещений в зависимости от частоты вибрации.

Различают четыре опорных уровня вибрации:

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

В таблице В.2 даны дискретные значения допускаемых значений вибрации трубопроводов для фиксированных частот.

Т а б л и ц а В.2 — Допускаемые значения амплитуд вибрации трубопроводов  $S_a$ , мкм

Уровень	Частота, Гц									
	2	4	6	8	10	20	30	40	50	60
1	120	115	100	90	85	60	50	45	40	35
2	250	230	200	180	165	120	95	85	75	70
3	500	450	400	360	330	230	180	145	135	130
4	1250	1100	950	800	750	500	420	350	320	300

Соответственно в диапазонах уровня:

1—2 — удовлетворительное состояние трубопроводов;

2—3 — допускаемое значение, контроль;

3—4 — повышенный контроль, возможны отказы, необходимы исправление, реконструкция;

выше 4 — экстренное исправление.

Практически для большинства трубопроводных обвязок насосов и компрессоров главные амплитудные составляющие процессов вибрации определены с диапазоном частот до 60 Гц.

При мониторинге вибросостояния трубопроводов в условиях эксплуатации с целью оценки и выявления причин повышенных уровней вибрации необходимо иметь, кроме уровней пульсации давления, информацию об уровнях вибрации компрессоров, насосов, фундаментов и т. п.

Оценку вибрационного состояния насосов и компрессоров, за исключением поршневых машин с номинальной скоростью от 120 до 15000 мин<sup>-1</sup>, проводят по средним квадратичным значениям виброскорости, мм/с, и виброперемещений, мкм, в соответствии с [22]. В остальных случаях, не предусмотренных в указанных стандартах, для оценки вибрации используют приводимые далее (таблицы В.3—В.10) допустимые амплитуды вибрации узлов и элементов нагнетательных машин.

Т а б л и ц а В.3 — Насосы

Частота вращения вала, Гц	< 12,5	12,5—16,5	16,5—25	25—50	> 50
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	120	100	80	60	50

Т а б л и ц а В.4 — Фундаменты поршневых машин

Частота колебаний, Гц	< 3,5	3,5—8	8—25	25—50
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	400	200	100	50

Т а б л и ц а В.5 — Фундаменты электродвигателей

Частота колебаний, Гц	< 8	8—12,5	> 12,5
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	200	150	100

Т а б л и ц а В.6 — Фундаменты турбоагрегатов

Частота колебаний, Гц	< 25	25—50	> 50
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	100	70	40

Т а б л и ц а В.7 — Цилиндры и межступенчатые аппараты поршневых машин

Частота колебаний, Гц	< 10	>10
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	250	200

Т а б л и ц а В.8 — Подшипники турбоагрегатов

Частота колебаний, Гц	25—50	50—80	80—135	>135
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	95	20	13	1,5

Т а б л и ц а В.9 — Подшипники электродвигателей

Частота колебаний, Гц	<12,5	12,5—16,5	16,5—25	25—50
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	80	65	50	25

Т а б л и ц а В.10 — Рабочее место машиниста

Частота колебаний, Гц	< 3	3—5	5—8	8—15	15—30	> 30
Допустимая амплитуда вибрации $S_a$ , мкм	300	200	75	25	15	5

**Приложение Г  
(обязательное)**

Т а б л и ц а Г.1 — Пределы применения, виды обязательных испытаний и контроля стали для фланцев, линз, прокладок и крепежных деталей для давления свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)

Марка стали, стандарт или ТУ	Технические требования	Наименование детали	Предельные параметры		Обязательные испытания						Контроль	
			Температура стенки, °С, не более	Давление номинальное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	$\sigma_{0,2}$	$\sigma_B$	$\sigma$	$f$	КСУ	НВ	Дефектоскопия	Неметаллические включения
20 ГОСТ 1050	ГОСТ 10493	Линзы	От –40 до +200	32 (320)	+	+	+	–	+	+	+	+
08, 10 ГОСТ 1050	ОСТ 26-01-49—82	Прокладки металлические	От –40 до +250	32 (320)	+	+	+	–	+	+	+	+
35, 40, 45 ГОСТ 1050	ГОСТ 9399	Фланцы	От –40 до +200	32 (320)	+	+	+	+	+	+	+	–
30Х ГОСТ 4543	ГОСТ 9399; ГОСТ 10495	Фланцы, гайки	От –50 до +200	63 (630)	+	+	+	+	+	+	+	–
35Х, 38ХА, 40Х ГОСТ 4543	ГОСТ 9399	Фланцы	От –50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	–
	ГОСТ 10494	Шпильки	От –50 до +200	63 (630)	+	+	+	+	+	+	+	–
	ГОСТ 10495	Гайки	От –50 до +400	80 (800)	+	+	+	–	+	+	–	–
40ХФА ГОСТ 4543	ГОСТ 10494	Шпильки			+	+	+	+	+	+	+	–
14ХГС ГОСТ 19281	ГОСТ 10493	Линзы	От –50 до +200	63 (630)	+	+	+	–	+	+	+	+
15ХМ ГОСТ 4543			От –50 до +400	40 (400)	+	+	+	–	+	+	+	+
15ХМ ГОСТ 4543	ОСТ 26-01-49—82	Прокладки	От –40 до +350	32 (320)	+	+	+	–	+	+	+	+
30ХМА ГОСТ 4543	ГОСТ 10494	Шпильки	От –50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	–
	ГОСТ 10495	Гайки	От –50 до +510	100 (1000)	+	+	+	–	+	+	–	–
	ГОСТ 9399	Фланцы	От –50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	–
	ГОСТ 10493	Линзы			+	+	+	–	+	+	+	+

Продолжение таблицы Г.1

Марка стали, стандарт или ТУ	Технические требования	Наименование детали	Предельные параметры		Обязательные испытания						Контроль	
			Темпера- тура стенки, °С, не более	Давление номиналь- ное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	$\sigma_{0,2}$	$\sigma_B$	$\sigma$	$f$	KCU	НВ	Дефектоскопия	Неметаллические включения
35ХМ ГОСТ 4543	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	-	+	+	-	-
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +400	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	-
25Х1МФ ГОСТ 20072	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -50 до +510		+	+	+	-	+	+	-	-
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +510		+	+	+	+	+	+	+	-
25Х2М1Ф ГОСТ 20072	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +510		+	+	+	+	+	+	+	+
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +510		+	+	+	+	+	+	+	+
18Х3МВ ГОСТ 20072	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +510		+	+	+	-	+	+	+	+
20Х3МВФ ГОСТ 20072	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +510		+	+	+	+	+	+	+	-
20Х3МВФ ГОСТ 20072	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +510		+	+	+	-	+	+	+	+
12Х18Н10Т ГОСТ 5632	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +400	40 (400)	+	+	+	-	+	+	+	+
	ОСТ 26-01-49—82	Прокладки металлические	От -40 до +350	32 (320)	+	+	+	-	+	+	+	+
10Х17Н13М3Т, 08Х17Н15М3Т ГОСТ 5632	ГОСТ 10493	Линзы	От -50 до +400	40 (400)	+	+	+	-	+	+	+	+
	ОСТ 26-01-49—82	Прокладки металлические	От -40 до +350	32 (320)	+	+	+	-	+	+	+	+
ХН35ВТ ГОСТ 5632	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +650	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -50 до +600		+	+	+	-	-	+	-	-

Окончание таблицы Г.1

Марка стали, стандарт или ТУ	Технические требования	Наименование детали	Предельные параметры		Обязательные испытания						Контроль		
			Темпера- тура стенки, °С, не более	Давление номиналь- ное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	$\sigma_{12}$	$\sigma_B$	$\sigma$	$f$	KCU	HB	Дефектоскопия	Неметаллические включения	
ХН35ВТ ГОСТ 5632	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +540	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	-	
45X14H14B2M ГОСТ 5632	ГОСТ 10494	Шпильки	От -70 до +600		+	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки			+	+	+	-	-	+	-	-	
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +540		+	+	+	+	+	+	+	+	-
08X15H24B4TP ГОСТ 5632	ГОСТ 10494	Шпильки	От -270 до +600		+	+	+	+	+	+	+	+	-
	ГОСТ 10495	Гайки	От -270 до +600		+	+	+	-	-	+	-	-	
	ГОСТ 9399	Фланцы			+	+	+	+	+	+	+	+	-
31X19H9MBET ГОСТ 5632	ГОСТ 10494	Шпильки	От -50 до +625		+	+	+	+	+	+	+	+	-
31X19H9MBET ГОСТ 5632	ГОСТ 10495	Гайки	От -50 до +600		+	+	+	-	-	+	-	-	
	ГОСТ 9399	Фланцы	От -50 до +540		+	+	+	+	+	+	+	+	-

Т а б л и ц а Г.2 — Поковки для давления свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)

Марка стали, стандарт или ТУ	Технические требования	Предельные параметры		Обязательные испытания						Контроль				
		Темпера- тура стенки, °С, не более	Давление номиналь- ное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	$\sigma_T$	$\sigma_B$	$\sigma$	$f$	KCU	HB	Макроструктура	Дефектоскопия	Неметаллические включения	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)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-



Продолжение таблицы Г.2

Марка стали, стандарт или ТУ	Технические требования	Предельные параметры		Обязательные испытания						Контроль			
		Темпера- тура стенки, °С, не более	Давление номиналь- ное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	$\sigma_T$	$\sigma_B$	$\sigma$	$l$	КСУ	НВ	Макроструктура	Дефектоскопия	Неметаллические включения	МКХ
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	ГОСТ 8479, группа IV	От -50 до +475	80 (800)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
15ХМ ГОСТ 4543		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)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
20Х2МА, 22Х3М СТО 00220227-006- 2010	ГОСТ 22790; СТО 00220227-006— 2010	От -40 до +475		+	+	+	+	+	+	+	+	+	-
18Х3МФ ГОСТ 20072		От -50 до +475	+	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
20Х3МВФ ГОСТ 20072	ГОСТ 22790; СТО 00220227-006— 2010	От -50 до +510	100 (1000)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
15Х5М ГОСТ 20072		От -40 до +540	40 (400)	+	+	+	+	+	+	+	+	-	+
03Х17Н14М3, 10Х17Н13М2Т, 10Х17Н15М3Т, 08Х17Н15М3Т, 08Х18Н10Т, 08Х18Н12Т ГОСТ 5632		От -50 до +510		+	+	+	-	-	-	+	+	+	+

Окончание таблицы Г.2

Марка стали, стандарт или ТУ	Технические требования	Предельные параметры		Обязательные испытания						Контроль			
		Темпера- тура стенки, °С, не более	Давление номиналь- ное, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не более	$\sigma_T$	$\sigma_B$	$\sigma$	$\tau$	КСУ	НВ	Ма- кроструктура	Дефектоскопия	Неме- таллические включения	МКК
12X18H10T, 12X18H12T ГОСТ 5632	ГОСТ 22790; СТО 00220227-006— 2010	От -50 до +510	40 (400)	+	+	+	-	-	-	+	+	+	+
<p><b>Примечания</b></p> <p>1 Нормируемые показатели и объем контроля должны соответствовать указанным в нормативно-технической документации.</p> <p>2 Контроль механических свойств при испытаниях на растяжение и ударный изгиб производится в соответствии с нормативной документацией. Испытания на ударный изгиб на образцах с концентратором типа V (КСУ) проводятся по требованию.</p> <p>3 Испытанию на склонность к МКК должны подвергаться поковки из коррозионно-стойких сталей при наличии требований в технической документации.</p>													

Т а б л и ц а Г.3 — Объемы входного контроля металла сборочных единиц и элементов трубопроводов для давления свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Трубы	Анализ сертификатных данных	
	Осмотр наружной и внутренней поверхностей	100 %
	Проверка маркировки	
	Контроль наружного диаметра и толщины стенки	
	Магнитная дефектоскопия по наружной поверх- ности	100 % труб с наружным диа- метром менее 14 мм
	Проверка стилоскопом наличия хрома, вольфра- ма, никеля, молибдена, ванадия, титана в металле труб из легированных марок стали	100 %
	Контроль твердости по Бринеллю с обоих концов трубы	100 % труб с толщиной стен- ки 5 мм и более
	Испытание на растяжение	2 трубы от партии
	Испытание на ударный изгиб	2 трубы от партии с толщиной стенки более 12 мм
	Контроль загрязненности неметаллическими включениями (при отсутствии документа на данный вид контроля)	2 трубы от партии
	Испытание на раздачу (по требованию проекта)	
	Испытание на сплющивание (по требованию про- екта)	2 трубы от партии с наружным диаметром 45 мм и более
	Испытание на изгиб (по требованию проекта)	2 трубы от партии с наружным диаметром менее 45 мм
Испытание на межкристаллитную коррозию (по требованию проекта)	2 трубы от партии	

Продолжение таблицы Г.3

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Поковки	Анализ сертификатных данных	100 %
	Внешний осмотр	
	Проверка маркировки	
	Проверка размеров	
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	Выборочно, в местах, где внешним осмотром трудно определить дефекты, а также в местах исправления поверхностных дефектов
	Ультразвуковой контроль	Каждая поковка деталей $D \geq 32$ мм и более
	Проверка стилоскопом наличия хрома, вольфрама, молибдена, никеля, ванадия, титана в металле повок из легированных марок стали	100 %
	Контроль твердости по Бринеллю	
	Испытание на растяжение	2 поковки от партии
	Испытание на ударный изгиб	
	Контроль загрязненности неметаллическими включениями (при отсутствии документа на данный вид контроля)	Каждая поковка деталей $DN < 250$ мм
Испытание на стойкость к МКК (по требованию проекта)	2 поковки от партии	
Электроды	Проверка наличия сертификатов	100 %
	Проверка наличия ярлыков на упаковке и соответствия их данных сертификатам	
	Проверка соответствия качества электродов требованиям ГОСТ 9466	По одному электроду из 5 пачек от партии
	Проверка сварочно-технологических свойств электродов сваркой тавровых соединений ГОСТ 9466	1 пачка из партии
	Проверка ГОСТ 9466 химического состава и (при наличии требований) содержания ферритной фазы и стойкости к МКК	
Сварочная проволока	Проверка наличия сертификатов и соответствия их данных требованиям ГОСТ 2246 или ТУ	100 %
	Проверка наличия бирок на мотках и соответствия их данных сертификатам	100 %
	Проверка соответствия поверхности проволоки требованиям ГОСТ 2246 или ТУ	100 % мотков
	Проверка стилоскопом химического состава проволоки	1 моток от каждой партии
Сварочный флюс	Проверка наличия сертификата и соответствия его данных требованиям ГОСТ 9087 или ТУ	100 %
	Проверка наличия ярлыков на таре и соответствия их данных сертификату	

Продолжение таблицы Г.3

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Защитный газ	Проверка наличия сертификата	
	Проверка наличия ярлыков на баллонах и соответствия их данных сертификату	100 %
	Проверка чистоты газа на соответствие сертификату	1 баллон от партии
Фасонные детали (тройники, переходы, угольники и т. п.)	Анализ паспортных данных	
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая деталь
	Проверка визуальным осмотром наружных и внутренних поверхностей на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин, повреждений от транспортировки и разгрузки	
	Проверка качества обработки уплотнительных мест и кромок под сварку	Каждая деталь
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	Выборочно, в тех местах, где внешним осмотром трудно определить дефекты, а также в местах исправления поверхностных дефектов
	Проверка качества резьбы на присоединенных концах и в гнездах под упорные шпильки (внешним осмотром, резьбовыми калибрами, прокручиванием резьбовых фланцев, шпилек)	Каждая деталь
	Проверка габаритных и присоединительных размеров	
Проверка стилоскопом наличия хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия, титана	Каждая деталь из легированной марки стали	
Металлические уплотнительные прокладки	Анализ паспортных данных	
	Проверка соответствия маркировки ТУ на поставку	Каждая прокладка
	Визуальный осмотр уплотнительной поверхности	
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	В сомнительных случаях
	Проверка геометрических размеров	2 прокладки от партии
Колена и отводы гнутые	Анализ паспортных данных	
	Проверка соответствия маркировки ТУ на поставку	Каждая деталь
	Проверка визуальным осмотром наружных и внутренних поверхностей на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин и повреждений от транспортировки и разгрузки	
	Измерение ультразвуковым методом толщины стенки в местегиба	
	Измерение овальности	

Окончание таблицы Г.3

Материалы и элементы	Вид контроля	Объем контроля
Колена и отводы гнутые	Ультразвуковой контроль сплошности металла в местегиба (при отсутствии документа на данный вид контроля)	Каждая деталь
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль	Выборочно, в местах исправления поверхностных дефектов
	Проверка качества обработки уплотнительных мест и кромок под сварку	Каждая деталь
	Проверка качества резьбы на присоединительных концах резьбовыми калибрами или прокручиванием резьбовых фланцев	
	Проверка габаритных и присоединительных размеров	
	Проверка стилоскопом наличия хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия, титана	Каждая деталь из легированной марки стали
Шпильки, гайки	Анализ паспортных данных	
	Проверка типа шпилек	Каждая шпилька
	Проверка соответствия маркировки техническим условиям на поставку	Каждая деталь
	Проверка длины шпилек	Каждая шпилька
	Проверка визуальным осмотром поверхностей шпилек и гаек на отсутствие коррозии, трещин, раковин, забоин и повреждений	Каждая деталь
	Проверка качества резьбы резьбовыми калибрами	
	Проверка качества и толщины покрытия	Каждая шпилька
Сварные соединения	Внешний осмотр	100 %
	Магнитопорошковый или капиллярный (цветной) контроль (при отсутствии документации на данный вид контроля)	
	Радиография или ультразвуковая дефектоскопия (при отсутствии документации на данный вид контроля)	
	Измерение твердости основного металла, металла шва, зоны термического влияния (при отсутствии документации на данный вид контроля)	100 % соединений из хромомолибденовых, хромомолибденованадиевых и хромомолибденованадиевольфрамовых сталей; 2 соединения из остальных марок стали
	Проверка стилоскопом наличия основных легирующих элементов, определяющих марку стали в основном и в наплавленном металле	100 %
	Определение содержания ферритной фазы для сварных соединений из аустенитных сталей, работающих при температуре свыше 350 °С (при отсутствии документации на данный вид контроля)	

**Приложение Д  
(обязательное)**

**Применение материалов в газовых средах**

Т а б л и ц а Д.1 — Максимально допустимая температура применения сталей в водородсодержащих средах, °С

Марка стали	Температура, °С, при парциальном давлении водорода, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )						
	1,5 (15)	2,5 (25)	5 (50)	10 (100)	20 (200)	30 (300)	40 (400)
20, 20ЮЧ, 15ГС, 16ГС, 09Г2С, 10Г2	290	280	260	230	210	200	190
14ХГС	310	300	280	260	250	240	230
30ХМА, 15ХМ, 12Х1МФ	400	390	370	330	290	260	250
20Х2МА	480	460	450	430	400	390	380
15Х1М1Ф	510	490	460	420	390	380	380
22Х3М	510	500	490	475	440	430	420
18Х3МФ	510	510	510	510	500	470	450
20Х3МВФ, 15Х5М, 15Х5М-III, 08Х18Н10Т, 08Х18Н12Т, 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т, 03Х17Н14М3, 08Х17Н15М3Т, 10Х17Н13М2Т, 10Х17Н13М3Т	510	510	510	510	510	510	510
<p><b>П р и м е ч а н и я</b></p> <p>1 Параметры применения сталей, указанные в таблице, относятся также к сварным соединениям при условии, что содержание легирующих элементов в металле шва не ниже, чем в основном металле.</p> <p>2 Сталь марок 15Х5М и 15Х5М-III допускается применять до 540 °С при парциальном давлении водорода не более 6,7 МПа (67 кгс/см<sup>2</sup>).</p>							

Т а б л и ц а Д.2 — Максимально допустимые парциальные давления окиси углерода, МПа (кгс/см<sup>2</sup>)

Тип стали	Парциальное давление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), при температуре, °С	
	до 100	св. 100
Углеродистые и низколегированные с содержанием хрома до 2 %	24 (240)	—
Низколегированные с содержанием хрома свыше 2 % до 5 %	—	10 (100)
Коррозионно-стойкие стали аустенитного класса	—	24 (240)
<p><b>П р и м е ч а н и е</b> — Условия применения установлены для скорости карбонильной коррозии не более 0,5 мм/год.</p>		

Таблица Д.3 — Максимально допустимые температуры применения сталей в средах, содержащих аммиак, °С

Марка стали	Температура, °С, при парциальном давлении аммиака, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )		
	От 1 (10) до 2 (20)	От 2 (20) до 5 (50)	От 5 (50) до 8 (80)
20, 20ЮЧ, 15ГС, 16ГС, 09Г2С, 10Г2	300	300	300
14ХГС, 30ХМА, 15ХМ, 12Х1МФ	340	330	310
15Х1М1Ф, 20Х2МА, 22Х3М, 18Х3МВ, 15Х5М, 20Х3МВФ, 15Х5М-III	360	350	340
08Х18Н10Т, 08Х18Н12Т, 12Х18Н10Т, 12Х18Н12Т, 03Х17Н14М3, 10Х17Н13М2Т, 10Х17Н13М3Т, 08Х17Н15М3Т	540	540	540
Примечание — Условия применения установлены для скорости азотирования не более 0,5 мм/год.			

**Приложение Е**  
**(рекомендуемое)**

Т а б л и ц а Е.1— Расстояния между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до стенок каналов и стен зданий, мм, не менее

Диаметр трубопроводов, DN, мм	Для изолированных трубопроводов								Для неизолированных трубопроводов							
	при температуре стенки, °С						без фланцев		с фланцами в одной плоскости при давлении, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )							
	ниже -30		от -30 до +19		от +20 до +600				до 1,6 (16)		2,5 (25) и 4 (40)		6,3 (63)		10 (100)	
	A	b <sub>1</sub>	A	b <sub>2</sub>	A	b <sub>3</sub>	A	b <sub>4</sub>	A	b <sub>5</sub>	A	b <sub>6</sub>	A	b <sub>7</sub>	A	b <sub>8</sub>
10	190	140	170	120	170	120	60	30	100	70	100	70	110	80	110	80
15	190	140	170	120	170	120	60	30	100	70	100	70	110	80	110	80
20	210	160	170	120	200	150	70	40	110	80	110	80	120	90	120	90
25	220	170	180	130	200	150	70	40	110	90	110	90	120	100	120	100
32	240	190	180	130	200	150	70	40	120	100	120	100	130	100	130	100
40	240	190	180	130	200	150	80	50	130	100	130	100	140	110	140	110
50	270	220	210	160	230	180	80	50	130	110	130	110	140	120	150	130
65	300	250	240	190	280	230	90	60	140	120	140	120	150	130	160	140
80	310	260	250	200	310	260	100	70	150	130	150	130	160	130	170	140
100	370	300	310	240	350	280	110	80	160	140	170	140	180	150	190	160
125	410	340	350	280	370	300	120	100	180	150	190	160	200	180	210	180
150	420	350	360	290	380	310	130	110	190	170	200	180	220	200	230	200
175	440	370	380	310	420	350	150	130	210	180	230	200	240	210	250	220
200	450	380	390	320	430	360	160	140	220	190	240	210	260	230	270	240
225	480	410	420	350	440	370	170	150	240	210	260	230	270	240	290	260
250	500	430	440	370	460	390	190	160	260	230	280	250	290	260	330	300
300	560	480	500	420	520	440	210	190	280	260	310	280	320	290	350	320
350	610	530	550	470	550	470	240	210	310	290	340	310	350	330	380	350
400	690	590	630	530	630	530	260	240	340	320	380	360	390	360	410	390
450	740	640	680	580	670	560	290	270	370	350	390	370	450	430	—	—
500	790	690	730	630	690	590	320	290	410	380	440	410	520	490	—	—
600	840	740	780	680	760	660	370	340	470	450	500	470	—	—	—	—
700	880	780	820	720	800	700	410	380	510	480	550	530	—	—	—	—
800	980	860	920	800	860	800	490	450	590	500	650	610	—	—	—	—
900	1030	910	970	850	970	860	540	550	640	600	—	—	—	—	—	—
1000	1130	960	1070	900	1070	900	610	560	730	680	—	—	—	—	—	—
1200	1230	1060	1170	1000	1170	1000	710	660	850	800	—	—	—	—	—	—
1400	1330	1160	1270	1100	1270	1100	810	760	950	900	—	—	—	—	—	—

**Примечания**

1 При наличии на трубопроводах арматуры для обогревающих спутников принятые по таблице расстояния A и B (см. рисунок 10.1) следует проверять, исходя из условий необходимости обеспечения расстояния в свету не менее, мм: 50 — для неизолированных трубопроводов при DN ≤ 600 мм; 100 — для неизолированных трубопроводов при DN > 600 мм и для всех трубопроводов с тепловой изоляцией.

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

3 Расстояние B (между осями трубопроводов) определяют суммированием табличных размеров b<sub>i</sub>, где b<sub>i</sub> = b<sub>1</sub>, b<sub>2</sub>, ... b<sub>3</sub>.

4 При расположении фланцев в разных плоскостях («вразбежку») расстояние между осями неизолированных трубопроводов следует определять суммированием b<sub>4</sub> большего диаметра и b<sub>5</sub>—b<sub>8</sub> меньшего диаметра.



**Приложение Ж  
(обязательное)**

Т а б л и ц а Ж.1 — Минимальное расстояние по вертикали от верхних технологических трубопроводов эстакады до линии электропередач

Напряжение, кВ	До 1	От 1 до 20	От 35 до 110	150	220
Расстояние над трубопроводом, м	1,0	3,0	4,0	4,5	5,0
<p>П р и м е ч а н и е — При определении вертикального и горизонтального расстояния между воздушными линиями электропередач и технологическими трубопроводами всякого рода защитные ограждения, устанавливаемые над ними в виде решеток, галерей, площадок, рассматриваются как части трубопровода.</p>					

**Приложение К**  
**(рекомендуемое)**

Т а б л и ц а К.1 — Периодичность проведения ревизий технологических трубопровод с номинальным давлением  $P_N$  до 100

Транспортируемые среды	Категория трубопровода	Периодичность проведения ревизий при скорости коррозии, мм/год		
		Св. 0,5	0,1 – 0,5	до 0,1
Чрезвычайно, высоко и умеренно опасные вещества 1, 2, 3-го классов ГОСТ 12.1.007 и высокотемпературные органические теплоносители (ВОТ) [среды групп А]	I и II	Не реже одного раза в год	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года
	III		Не реже одного раза в 3 года	
Горючие жидкости (ГЖ) [среды группы Б(в)]	I и II		Не реже одного раза в 2 года	
	III и IV		Не реже одного раза в 3 года	
Трудногорючие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества ГОСТ 12.1.004 (среды группы В)	I и II	Не реже одного раза в 2 года	Не реже одного раза в 4 года	Не реже одного раза в 6 лет
	III, IV и V	Не реже одного раза в 3 года	Не реже одного раза в 6 лет	Не реже одного раза в 8 лет

**Приложение Л  
(рекомендуемое)**

**Паспорт на сборочные единицы стальных трубопроводов комплектных  
трубопроводных линий**

Форма 1

**Характеристика технологических трубопроводов**

Наименование предприятия-изготовителя и его адрес \_\_\_\_\_

Заказчик \_\_\_\_\_

Заказ № \_\_\_\_\_

Дата изготовления \_\_\_\_\_

Чертеж № \_\_\_\_\_

Шифр и наименование технологического производства \_\_\_\_\_

Номер линии по монтажной спецификации \_\_\_\_\_

Категория трубопровода \_\_\_\_\_

Характеристика трубопровода:

Рабочая среда \_\_\_\_\_

Расчетное давление \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>)

Расчетная температура \_\_\_\_\_ °С

Пробное давление \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>)

Форма 2

**Сведения о трубах и деталях трубопровода**

Позиция деталей по чертежу	Обозначение детали	Наименование детали	Основные размеры, мм		Число деталей, шт.	Предприятие -- изготовитель деталей	Номер сертификата, паспорта	Номер плавки или партии	Марка стали, ГОСТ или ТУ
			Наружный диаметр	Толщина стенки					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

ГОСТ, ОСТ или ТУ на изготовление	Сведения о термообработке	Механические свойства материалов						
		Температура испытаний, °С	Временное сопротивление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Предел текучести, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость, Дж/см <sup>2</sup> . КСU/KCV	Твердость по Бринеллю, НВ
11	12	13	14	15	16	17	18	19

Сведения о контроле материалов						
Макроструктура	Микроструктура	УЗД	Магнитный	Капиллярный (цветной)	На МКК	Примечание
20	21	22	23	24	25	26

Форма 3

## Сведения о сварных соединениях

Обозначение стыка по чертежу сборочной единицы	Номер стыка	Сведения о сварщике					Сведения о сварке		
		Фамилия, имя, отчество	Номер удостоверения	Номер клейма сварщика	Дата проверки сварщика	Дата сварки контрольного стыка	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Марка стали	Дата сварки стыка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Сведения о сварке										
Вид сварки и данные о присадочном материале				Результаты испытаний контрольного стыка						
Корень шва	Остальной шов	Температура подогрева, °С	Вид термообработки сварного шва	Температура испытаний, °С	Временное сопротивление, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Относительное удлинение, %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость, Дж/см <sup>2</sup> (кгс м/см <sup>2</sup> ), КСЧ/КСВ	Твердость по Бринеллю, НВ	Угол загиба, градусы
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Результаты межкристаллитной коррозии	Количество стыков	Внешний осмотр	УЗД	Просвечивание	Магнитная и капиллярная (цветная) дефектоскопия	Микроструктура и содержание ферритной фазы для аустенитных сталей	Примечание
22	23	24	25	26	27	28	29

Форма 4

**ПЕРЕЧЕНЬ**  
**арматуры, входящей в сборочные единицы стальных комплектных технологических линий**

Номер позиции по чертежу общего вида	Наименование изделия	Заводской номер изделия	Число изделий	Номер прилагаемого паспорта завода-изготовителя	Примечание
1	2	3	4	5	6

Форма 5

**АКТ**  
**гидравлического испытания сборочных единиц**

Город \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ г.

Завод \_\_\_\_\_

Цех \_\_\_\_\_

Мы, нижеподписавшиеся, представитель завода в лице \_\_\_\_\_

(должность, фамилия, имя, отчество)

представитель ОТК завода в лице \_\_\_\_\_

(должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий акт в том, что произведено испытание на прочность \_\_\_\_\_

(номер чертежа сборочной единицы)

Расчетное давление \_\_\_\_\_ МПа

Во время испытания изделие находилось в течение \_\_\_\_\_ мин под пробным давлением \_\_\_\_\_ МПа, после чего давление было снижено до расчетного \_\_\_\_\_ МПа и выдерживалось до конца осмотра изделия.

Во время испытания никаких дефектов, течи, а также падения давления по манометру не обнаружено.

Представители:

завода \_\_\_\_\_

(подпись) (фамилия, и.о.)

ОТК завода \_\_\_\_\_

(подпись) (фамилия, и.о.)

Примечание — Заполняется и прилагается в случае проведения испытаний.

Форма 6

**АКТ**  
**реvisions и испытания арматуры**

Город \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ г.

Завод \_\_\_\_\_

Цех \_\_\_\_\_

Мы, нижеподписавшиеся, представитель завода в лице \_\_\_\_\_

(должность, фамилия, имя, отчество)

представитель ОТК завода в лице \_\_\_\_\_

(должность, фамилия, имя, отчество)

составили настоящий акт в том, что были проведены наружный осмотр, ревизия и испытания арматуры на прочность и плотность \_\_\_\_\_

(наименование арматуры, заводской номер)

Пробное давление:

на прочность \_\_\_\_\_ МПа

на плотность \_\_\_\_\_ МПа

на герметичность затвора \_\_\_\_\_ МПа

При ревизии и испытании арматуры дефектов не обнаружено. Арматура считается выдержавшей испытание на прочность и пригодной для эксплуатации.

Представители:

завода \_\_\_\_\_

(подпись) (фамилия, и.о.)

ОТК завода \_\_\_\_\_

(подпись) (фамилия, и.о.)

П р и м е ч а н и е — Заполняется и прилагается в случае проведения испытаний.

Форма 7

**СПЕЦИФИКАЦИЯ**  
(составляется согласно ГОСТ 21.110)

Формат	Заказ	Позиция	Обозначение	Наименование	Количество	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

Основная надпись ГОСТ 2.104

Форма 8

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Сборочные единицы технологического трубопровода № \_\_\_\_\_ изготовлены и испытаны в полном соответствии с проектом и признаны годными к работе при рабочих параметрах (рабочее давление, рабочая температура, рабочая среда).

Настоящий паспорт содержит:

Форма 1 — на \_\_\_\_\_ листах

Форма 2 — на \_\_\_\_\_ листах

Форма 3 — на \_\_\_\_\_ листах

Форма 4 — на \_\_\_\_\_ листах

Форма 5 — на \_\_\_\_\_ листах

Форма 6 — на \_\_\_\_\_ листах

Форма 7 — на \_\_\_\_\_ листах

Форма 8 — на \_\_\_\_\_ листах

Сборочный чертеж трубопроводной линии

Итого листов:

Главный инженер завода \_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)

Начальник ОТК завода \_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)

Место печати

Дата заполнения паспорта

Город

**Приложение М  
(рекомендуемое)**

**Паспорт трубопровода\***

**1 СОДЕРЖАНИЕ ПАСПОРТА**

<u>Наименование раздела (таблицы) и приложения</u>	<u>число страниц</u>
ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ	
СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКАХ ТРУБОПРОВОДА	
ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ	
ДАННЫЕ О МАТЕРИАЛАХ	
Сведения о трубах, отводах и листовом металле	
Сведения о фланцах и крепежных изделиях	
Сведения об арматуре и фасонных частях (литых и кованных)	
Сведения о неразрушающем контроле сварных соединений	
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ, ЗАКЛЮЧЕНИЕ	
ОТВЕТСТВЕННЫЕ ЗА ИСПРАВНОЕ СОСТОЯНИЕ И БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ТРУБОПРОВОДА	
СВЕДЕНИЯ О РЕМОНТЕ И ПЕРЕУСТРОЙСТВЕ ТРУБОПРОВОДА	
ЗАПИСИ РЕЗУЛЬТАТОВ РЕВИЗИИ (ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ) ТРУБОПРОВОДА	
ФОРМУЛЯР ИЗМЕРЕНИЯ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА	
РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА	
ПРИЛОЖЕНИЯ	

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

**2 ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ПАРАМЕТРЫ**

Наименование предприятия		
Цех или установка		
Наименование трубопровода		
Назначение трубопровода		
Наименование рабочей среды		
Характеристика рабочей среды	Класс опасности	
	Взрывопожароопасность	
Рабочее давление, МПа		
Расчетное давление, МПа		
Расчетная температура стенки, °С		
Категория трубопровода		
Пробное давление испытания, МПа	гидравлического	
	пневматического (под АЭ-контролем)	
Минимально допустимая отрицательная температура стенки, °С		
Расчетный срок службы трубопровода, лет (часов, циклов нагружения)		

\* При восстановлении утраченного или отсутствующего паспорта трубопровода, находящегося в эксплуатации, на титульном листе паспорта делается запись: «ДУБЛИКАТ. Паспорт составлен на основании технической документации изготовителя и результатов экспертного обследования» за подписью руководителя организации (эксперта), разработавшей паспорт.



## 3 СВЕДЕНИЯ ОБ УЧАСТКАХ ТРУБОПРОВОДА

Номер участка	Наименование участков или обозначение по схеме	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, мм	Протяженность участка трубопровода, м

Перечень схем, чертежей и других элементов, предъявляемых при сдаче трубопровода в эксплуатацию, предусмотренных СНиП, действующими правилами, специальными техническими условиями или проектной документацией.

## 4 ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ

(заполняется для вновь вводимых трубопроводов)

Наименование проектной организации	
Номера узловых чертежей	
Наименование монтажной организации	
Дата монтажа	
Род сварки, применявшийся при монтаже трубопровода	
Данные о присадочном материале (тип, марка, ГОСТ или ТУ)	

Сварка трубопровода произведена в соответствии с требованиями \_\_\_\_\_

## 5 ДАННЫЕ О МАТЕРИАЛАХ

## 5.1 Сведения о трубах, отводах и листовом металле

№ п/п	Наименование элементов	Размеры D x S	Марка стали	ГОСТ или ТУ

## \*5.2 Сведения о фланцевых и других соединениях и крепежных деталях

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ на фланцы	Номинальный диаметр DN	Номинальное давление PN, МПа	Материал фланца или соединяемой детали		Материал шпилек, болтов и гаек	
					Марка стали	ГОСТ или ТУ	Марка стали	ГОСТ или ТУ

\* Заполняется при рабочей температуре трубопровода более 350 °С независимо от давления в трубопроводе и при давлении в трубопроводе более 2,5 МПа независимо от температуры.

## 5.3 Сведения об арматуре и фасонных частях (литых и кованных)

№ п/п	Наименование	Обозначение по каталогу	Номинальный диаметр DN	Номинальное давление PN	Марка материала корпуса	ГОСТ или ТУ

## 5.4 Сведения о неразрушающем контроле сварных соединений

№ п/п	Обозначение сварного шва по схеме	Номер и дата документа о проведении контроля	Метод контроля	Объем контроля, %	Описание дефектов	Оценка

**6 РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ**

(Заносятся последние результаты при заполнении паспорта)

Вид и условия испытания		
Испытание на прочность (гидравлическое, пнев- матическое под АЭ-контролем)	Пробное давление, МПа	
	Испытательная среда	
	Результаты испытаний	
Испытание на плотность	Давление испытаний, МПа	
	Продолжительность выдержки, ч (мин)	
	Результаты испытаний	
Дополнительные испыта- ния на герметичность *	Давление испытаний, МПа	
	Испытательная среда	
	Продолжительность выдержки, ч	
	Падение давления за время испытания, % в час	
* Проводятся для трубопроводов с группой сред А, Б(а), Б(б), а также вакуумных трубопроводов.		

**7 ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Трубопровод изготовлен и смонтирован в полном соответствии с действующими нормами и признан годным к работе

Владелец трубопровода

\_\_\_\_\_

(подпись)

\_\_\_\_\_

(Ф. И. О.)

Представитель монтажной организации\*

\_\_\_\_\_

(подпись)

\_\_\_\_\_

(Ф. И. О.)

Руководитель экспертной организации\*\*  
(эксперт)

\_\_\_\_\_

(подпись)

\_\_\_\_\_

(Ф. И. О.)

\* Подпись представителя монтажной организации обязательна только для вновь вводимых трубопроводов.

\*\* Подпись руководителя экспертной организации (эксперта) обязательна только при восстановлении утраченного или отсутствующего паспорта трубопровода, находящегося в эксплуатации

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

№ и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, имя и отчество	Подпись ответственного лица

**9 СВЕДЕНИЯ О РЕМОНТЕ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТРУБОПРОВОДА**

Дата записи	Основание	Запись о ремонте, реконструкции трубопровода	Подпись ответственного лица, проводившего ремонт

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

Дата	Результат ревизии (освидетельствования)	Срок следующей ревизии (освидетельствования)

**11 ФОРМУЛЯР ИЗМЕРЕНИЯ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДА**

№ точки по схеме	Первоначальный диаметр и толщина, мм	Отбраковочный размер, мм	Толщина по измерениям, мм	Метод измерения	Фамилия проверяющего	Подпись	Приме- чание

**П р и м е ч а н и е** — При отсутствии требуемых документов из-за давности эксплуатации необходимо указать перечень схем, чертежей, документов, подтверждающих качество материалов, сварных швов, проведенных испытаний на прочность, плотность, герметичность.

**12 РЕГИСТРАЦИЯ ТРУБОПРОВОДА**

Трубопровод зарегистрирован № \_\_\_\_\_  
в \_\_\_\_\_

(регистрирующий орган)

В паспорте пронумеровано \_\_\_\_\_ страниц и прошнуровано всего \_\_\_\_\_ листов,  
и в том числе чертежей на \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (должность регистрирующего лица)

\_\_\_\_\_ (подпись)

М.П.

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**П р и м е ч а н и я**

1 Обязательные приложения к паспорту:

- схема (чертеж) трубопровода с указанием размеров участков, номинального диаметра, исходной и отбраковочной толщины элементов трубопровода, мест установки опор, арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков, контрольных засверловки (если они имеются) и их нумерации;

- расчет на прочность (если требуется);

- регламент проведения в зимнее время пуска (остановки) трубопровода (заполняется для трубопроводов, расположенных на открытом воздухе или в неотапливаемом помещении).

2 К паспорту также прилагаются:

- акты ревизии и отбраковки элементов трубопровода;

- удостоверение о качестве ремонтов трубопроводов, в том числе журнал сварочных работ на ремонт трубопроводов, подтверждающие качество примененных при ремонте материалов и качество сварных стыков;

- документация по контролю металла трубопроводов, работающих в водородсодержащих средах. При необходимости могут быть дополнительно приложены другие документы.

Приложение Н  
(рекомендуемое)

Паспорт арматуры

Товарный знак изготовителя	ПАСПОРТ _____ обозначение паспорта	Лист 1
----------------------------	---------------------------------------	--------

Место знака обращения на рынке	<i>Сведения о разрешительных документах (декларация о соответствии или сертификат соответствия и др.), номер, дата выдачи и срок действия</i>
--------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**1 ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ**

Наименование изделия	.....DN..... PN.....
Обозначение изделия	
Документ на изготовление и поставку	_____ обозначение ТУ
Изготовитель (поставщик)	
Заводской номер изделия	
Дата изготовления (поставки)	
Назначение	

**2 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ**

Наименование параметра		Значение
Диаметр номинальный $DN$ , мм		<i>Принимаются в соответствии с ТУ</i>
Давление номинальное $PN$ и/или рабочее $P_p$ , МПа		
Рабочая среда		
Температура рабочей среды $t$ , °С		
Герметичность затвора		
Климатическое исполнение и параметры окружающей среды		
Тип присоединения к трубопроводу		
Гидравлические характеристики (коэффициент сопротивления или условная пропускная способность или коэффициент расхода)		
Масса, кг		
<i>Остальные технические данные и характеристики — в соответствии с ТУ</i>		
Показатели надежности	<i>Принимаются в соответствии с ТУ</i>	
Показатели безопасности		
Вид привода	Тип (чертеж), зав. №	<i>Принимаются в соответствии с ТУ</i>
	Исполнение	
	Напряжение, В	
	Мощность, кВт	
	Передаточное число	
	КПД, %	
	Максимальный крутящий момент, Н·м	
	Масса, кг	
Паспорт		

Товарный знак изготовителя	<b>ПАСПОРТ</b> _____ обозначение паспорта	Лист 2
-------------------------------	----------------------------------------------	--------

**3 СВЕДЕНИЯ О МАТЕРИАЛАХ ОСНОВНЫХ ДЕТАЛЕЙ**

Наименование детали	Марка материала, стандарт или ТУ
<p>Примечание — При необходимости для ответственной арматуры оформляют таблицы с данными для основных деталей (химический состав, механические свойства материалов, сведения о контроле качества материалов) и сведения о результатах контроля качества сварочных материалов, сварных соединений и наплавки.</p>	

**4 ДАННЫЕ ПРИЕМО-СДАТОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ**

Наименование, обозначение изделия, зав. №	Вид испытаний	Среда испыта- тельная	Давление испыта- ний, МПа	Темпера- тура испыта- ний, °С	Давление, при кото- ром произ- водится осмотр, МПа	Результат испытаний		Дата испыта- ний, № акта
						По докумен- тации	Фактический	
	Гидравлические	На прочность и плотность материала корпусных деталей и сварных швов						
		На герметичность относительно внешней среды уплотнений подвижных и неподвижных соединений						
	На герметичность затвора					Утечки, см <sup>3</sup> /мин		
	На функционирование (работоспособность)							

**5 КОМПЛЕКТНОСТЬ**

5.1 В комплект поставки входят:

- \_\_\_\_\_  
наименование изделия, обозначение
- паспорт \_\_\_\_\_ — 1 экз. на каждое изделие (или на партию изделий до \_\_\_\_\_ штук);
- руководство по эксплуатации \_\_\_\_\_  
обозначение
- эксплуатационная документация на комплектующие изделия (ПС, РЭ);
- ведомости ЗИП \_\_\_\_\_  
обозначение
- комплект запасных частей в соответствии с ведомостью ЗИП.

Товарный знак изготовителя	<b>ПАСПОРТ</b> _____ обозначение паспорта	Лист 3
-------------------------------	----------------------------------------------	--------

**6 ГАРАНТИИ ИЗГОТОВИТЕЛЯ (ПОСТАВЩИКА)**

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

Гарантийный срок эксплуатации \_\_\_\_\_ со дня ввода в эксплуатацию, но не более \_\_\_\_\_ со дня отгрузки.

Гарантийная наработка \_\_\_\_\_ циклов в пределах гарантийного срока эксплуатации.

Гарантийные обязательства действуют только при сохранении гарантийных пломб изготовителя.

**7 КОНСЕРВАЦИЯ**

Дата	Наименование работы	Срок действия, годы	Должность, фамилия подпись
	Консервация Вариант защиты — _____ ГОСТ 9.014		
	Переконсервация		
	Расконсервация		

**8 СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ УПАКОВЫВАНИИ**

Вариант внутренней упаковки \_\_\_\_\_ ГОСТ 9.014

\_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_  
наименование изделия обозначение заводской номер

упакован(а) \_\_\_\_\_  
наименование или код изделия

согласно требованиям, предусмотренным в ТУ

\_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_ \_\_\_\_\_  
должность личная подпись расшифровка подписи год, месяц, число

**9 ПЕРЕЧЕНЬ ОТКЛОНЕНИЙ ОТ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**

Наименование и обозначение детали, сборочной единицы	Краткое содержание отклонения, несоответствия	Номер отчета по несоответ- ствию	Номер разрешения, дата

Товарный знак изготовителя	<b>ПАСПОРТ</b> _____ обозначение паспорта	Лист 4
-------------------------------	----------------------------------------------	--------

**10 СВИДЕТЕЛЬСТВО О ПРИЕМКЕ**

\_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_  
 наименование изделия обозначение заводской номер  
 изготовлен(а) и принят(а) в соответствии с обязательными требованиями государственных (национальных) стандартов, действующей технической документации и признан(а) годным(ой) для эксплуатации на указанные в настоящем паспорте параметры

Начальник ОТК МП \_\_\_\_\_  
 личная подпись расшифровка подписи год, месяц, число

-----  
 линия отреза при поставке на экспорт

Руководитель предприятия

\_\_\_\_\_  
 Обозначение документа, по которому производится поставка  
 МП \_\_\_\_\_  
 личная подпись расшифровка подписи год, месяц, число

**Заказчик  
(при наличии)**

МП \_\_\_\_\_  
 личная подпись расшифровка подписи год, месяц, число

**11 РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ**

Дата освидетельствования	Результаты освидетельствования				Срок следующего освидетельствования	Подпись ответственного лица, осуществляющего надзор
	Проверка документации	Наружный осмотр в доступных местах	Внутренний осмотр в доступных местах	Гидравлические (пневматические) испытания		

**12 ДВИЖЕНИЕ ИЗДЕЛИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ, УЧЕТ РАБОТЫ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ**

Дата установки	Место установки	Основные параметры (РН, t, рабочая среда)	Наработка		Вид технического обслуживания	Сведения о ремонте	Должность, подпись выполнившего работу
			с начала эксплуатации	после последнего ремонта			

Товарный знак изготовителя	<b>ПАСПОРТ</b> _____ обозначение паспорта	Лист 5
-------------------------------	----------------------------------------------	--------

**13 СВЕДЕНИЯ ОБ УТИЛИЗАЦИИ**

Дата	Сведения об утилизации	Примечание

**14 ОСОБЫЕ ОТМЕТКИ**

--



**Приложение П  
(рекомендуемое)**

**Свидетельство о монтаже технологического трубопровода**

**СВИДЕТЕЛЬСТВО №  
о монтаже технологического трубопровода**

\_\_\_\_\_ (наименование и месторасположение объекта, отделение, корпус)

\_\_\_\_\_ (назначение и категория трубопровода,

\_\_\_\_\_ буквенно-цифровое обозначение)

\_\_\_\_\_ (рабочая среда, расчетное давление, расчетная температура)

**1 ДАННЫЕ О МОНТАЖЕ**

Трубопровод смонтирован \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (наименование монтажной организации)

в полном соответствии с рабочей документацией, разработанной \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (наименование проектной организации)

по рабочим чертежам \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (номера чертежей расположения оборудования и трубопроводов)

**2 СВЕДЕНИЯ О СВАРКЕ**

Вид сварки, применявшийся при монтаже трубопровода: \_\_\_\_\_

Методы и объем контроля качества сварных соединений: \_\_\_\_\_

Сварка и контроль качества сварных соединений произведены в соответствии с действующими правилами промышленной безопасности, рабочей документацией и НД сварщиками, прошедшими испытания согласно требованиям «Правил аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства».

**3 ТЕРМООБРАБОТКА**

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

\_\_\_\_\_ (указать НД)

**4 СВЕДЕНИЯ О СТИЛОСКОПИРОВАНИИ**

**Примечание** — Пункты 3 и 4 заполняются при наличии указаний в рабочей документации или НД о необходимости выполнения указанных работ.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Трубопровод смонтирован в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», рабочей документацией и НД.

## Перечень прилагаемых документов

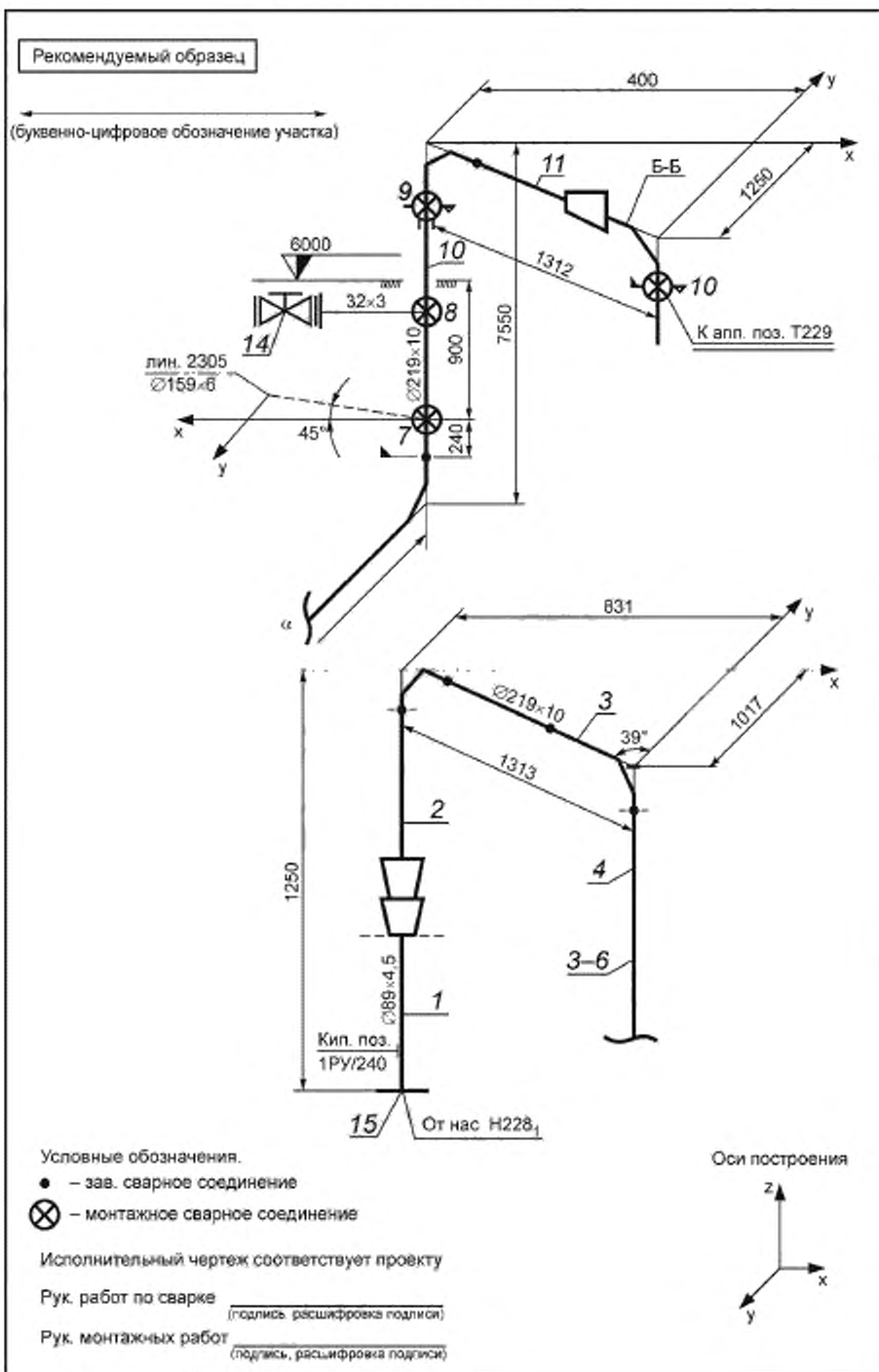
1. Исполнительные чертежи участков трубопроводов со спецификацией по форме 1.
2. Акты промежуточной приемки ответственных конструкций (форма 2).
3. Журналы по сварке трубопровода (форма 3).
4. Журналы учета и проверки качества контрольных сварных соединений (форма 4).
5. Списки сварщиков, операторов-термистов, дефектоскопистов (форма 5).
6. Журналы сборки разъемных соединений трубопроводов с давлением более 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) с контролируемым усилием натяжения (форма 6).
7. Списки рабочих, допущенных к сборке разъемных соединений трубопроводов с давлением более 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) с контролируемым усилием натяжения (форма 7).
8. Акты испытания трубопроводов (форма 8).
9. Документация предприятий-изготовителей на изделия и материалы, применяемые при монтаже трубопровода (согласно описи).
10. Акты на предварительную растяжку (сжатие) компенсаторов (форма 9).

Руководитель монтажных работ

---

(подпись, Ф.И.О.)

## ИСПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ЧЕРТЕЖ ТРУБОПРОВОДА



Форма 1

(приложение к исполнительному чертежу)

**СПЕЦИФИКАЦИЯ**  
изделий, примененных при монтаже участка трубопровода

(буквенно-цифровое обозначение, указанное на исполнительном чертеже)

**1 СВЕДЕНИЯ О ТРУБОПРОВОДАХ**

Номер позиции по исполнительному чертежу	Наименование	$D \times S$ , мм	Материал, НД	Количество
1	2	3	4	5

**2 СВЕДЕНИЯ О ФАСОННЫХ ДЕТАЛЯХ, ФЛАНЦАХ И ДРУГИХ СОЕДИНЕНИЯХ И АРМАТУРЕ**

Номер позиции по исполнительному чертежу	Наименование	$DN$ , мм	$PN$ , МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Материал, НД (для арматуры – материал корпуса)	Количество
1	2	3	4	5	6

**3 СВЕДЕНИЯ О КРЕПЕЖНЫХ ДЕТАЛЯХ И ПРОКЛАДКАХ**

Номер позиции разъемного соединения по исполнительному чертежу	Наименование	Материал, НД	Количество
1	2	3	4

**Пояснения к исполнительному чертежу**

1 Заводским сварным швам присваивают номера рядом расположенных на этом трубопроводе монтажных швов с индексом «зав». При появлении дополнительных швов их обозначают номером шва, расположенного рядом на этом трубопроводе, с индексом «а», «б» и т. д.

2 Нумерация сварных швов на чертеже и во всех других документах (журналах сварочных работ, термообработки, заключениях, протоколах и др.) должна быть единой.

3 На трубопроводах, подлежащих тепловой изоляции, на исполнительном чертеже указывается расстояние между сварными швами.

Руководитель монтажных работ \_\_\_\_\_  
(подпись, Ф.И.О.)

Форма 2

**АКТ**  
**промежуточной приемки ответственных конструкций (при наличии таких конструкций)**

выполненных в \_\_\_\_\_  
(наименование конструкций)  
 \_\_\_\_\_  
(наименование и месторасположение объекта)  
 « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ г.

Комиссия в составе:  
 представителя строительно-монтажной организации \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ ,  
(фамилия, инициалы, должность)  
 представителя технического надзора заказчика \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ ,  
(фамилия, инициалы, должность)  
 представителя проектной организации \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ ,  
(фамилия, инициалы, должность)  
 произвела осмотр конструкций и проверку качества работ, выполненных

\_\_\_\_\_ ,  
(наименование строительно-монтажной организации)  
 и составила настоящий акт о нижеследующем:

1 К приемке предъявлены следующие конструкции

\_\_\_\_\_ ,  
(перечень и краткая характеристика конструкций)  
 2 Работы выполнены по проектно-сметной документации

\_\_\_\_\_ ,  
(наименование проектной организации, номера чертежей и дата их составления)  
 3 При выполнении работ отсутствуют (или допущены) отклонения от проектно-сметной документации

\_\_\_\_\_ ,  
(при наличии отклонений указывается, кем согласованы, номера чертежей и дата согласования)  
 4 Даты: начало работ \_\_\_\_\_

окончание работ \_\_\_\_\_

**РЕШЕНИЕ КОМИССИИ**

Работы выполнены в соответствии с проектно-сметной документацией, стандартами, строительными нормами и правилами.

На основании изложенного разрешается производство следующих работ по устройству (монтажу)

\_\_\_\_\_ ,  
(наименование работ и конструкций)

Представитель строительно-монтажной организации \_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф. И.О.)

Представитель технического надзора заказчика \_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф. И.О.)

Представитель проектной организации \_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф. И.О.)

**ЖУРНАЛ № \_\_\_\_\_**  
**по сварке трубопроводов \_\_\_\_\_**  
 (месторасположение объекта, отделение, корпус)

(№№ чертежей расположения трубопровода, буквенно-цифровое обозначение участков)

№ п/п	Обозначение сварного соединения по исполнительному чертежу, тип сварного соединения ГОСТ 16037	Ф.И.О. сварщика, личное клеймо	Марка стали (композиция марок сталей), НД №№ сертификатов	Наружный диаметр элемента трубопровода и толщина стенки $D_n \times S$ мм	Дата сварки температурные условия в рабочей зоне, °С	Способ сварки	Сварочные материалы (марка электрода, сварочной проволоки, защитный газ, флюс), НД, №№ сертификатов	Режим предварительного и сопутствующего подогрева
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Отметка о контроле корня шва	Стилоскопирование металла шва, № заключения, дата	Ф.И.О. оператора-термиста, личное клеймо	№ диаграммы по журналу термособработки сварных соединений	Твердость металла шва, № заключения, дата	Отметка о годности сварного соединения по внешнему осмотру и измерениям	Способ и результаты неразрушающего контроля сварного соединения, № заключения, дата	Результаты измерения ферритной фазы в металле шва, № заключения, дата
10	11	12	13	14	15	16	17

Примечание — Графы 9 —14, 17 заполняют при наличии соответствующих указаний в рабочей документации или НД.

(наименование монтажной организации)

Руководитель работ по сварке \_\_\_\_\_  
 (подпись, Ф.И.О.)

Руководитель монтажных работ \_\_\_\_\_  
 (подпись, Ф.И.О.)

Форма 4

ЖУРНАЛ № \_\_\_\_\_

учета и проверки качества контрольных сварных соединений \_\_\_\_\_

(месторасположение объекта, отделение, корпус)

№	Ф.И.О. сварщика, личное клеймо	Марка стали (композиция марок сталей)	Наружный диаметр элемен- та трубопровода и толщина стены $D_n \times S$ , мм	Способ сварки	Сварочные материалы (марка электрода, свароч- ной проволоки, защитный газ, флюс)	Режим предварительного и сопутствующего подогрева	Стилюсоложивание металла шва, № заклю- чения, дата	№ диаграммы по журналу термообработки сварных соединений	Измерение твердости металла шва, № заклю- чения, дата
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Отметка о годности сварного соединения по внешне- му осмотру и измере- ниям	Способ и результаты неразрушающе- го контроля сварного соединения, № заключения, дата	Механические испытания образцов сварных соединений, № заключения, дата	Металло- графические исследования образцов сварных соединения, № заключения, дата	Измерение ферритной фазы в металле шва, № заклю- чения, дата	Склонность металла шва к МКК, № заключения, дата	Заключение о качестве контрольного соединения, соответствии его требованиям рабочей докумен- тации, НД и о допуске сварщика к сварке одностип- ных соединений
11	12	13	14	15	16	17

Примечание — Графы 7—10, 14—16 заполняют при наличии соответствующих указаний в рабочей документации или НД.

(наименование монтажной организации)

Начальник сварочной лаборатории \_\_\_\_\_  
(подпись, Ф.И.О.)

Руководитель работ по сварке \_\_\_\_\_  
(подпись, Ф.И.О.)

Дата \_\_\_\_\_

Форма 5

**СПИСОК  
сварщиков, операторов-термистов, дефектоскопистов**

\_\_\_\_\_

(месторасположение объекта, отделение, корпус)

\_\_\_\_\_

(наименование монтажной организации)

№	Фамилия, инициалы	Специальность	Разряд	Личное клеймо	Номер клейма	№ журнала учета и проверки качества контрольных сварных соединений	Образец подписи
1	2	3	4	5	6	7	8

Руководитель работ по сварке \_\_\_\_\_  
(подпись, Ф.И.О.)

Руководитель монтажных работ \_\_\_\_\_  
(подпись, Ф.И.О.)

Форма 6

**ЖУРНАЛ № \_\_\_\_\_**  
**сборки разъемных соединений трубопроводов с давлением более 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)**  
**с контролируемым усилием натяжения \_\_\_\_\_**

\_\_\_\_\_

(месторасположение объекта, отделение, корпус)

\_\_\_\_\_

(наименование монтажной организации)

№ п/п	№№ чертежей расположения ГОСТ 21.401. Буквенно-цифровое обозначение участка трубопровода	Обозначение разъемного соединения по исполнительным чертежам	№ сертификатов шпилек, гаек и других деталей	Отметка о приемке соединения под сборку	Дата сборки соединения	Усилие натяжения шпильки, кН (кгс)	Фамилия, инициалы рабочего-сборщика, № удостоверения	Фамилия, инициалы и подпись лица, ответственного за сборку соединений, дата
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Руководитель монтажных работ \_\_\_\_\_  
(подпись, Ф.И.О.)



Форма 7

## СПИСОК

**рабочих, допущенных к сборке разъемных соединений трубопроводов с давлением более 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) с контролируемым усилием натяжения**

\_\_\_\_\_

(месторасположение объекта, отделение, корпус)

\_\_\_\_\_

(наименование монтажной организации)

№	Фамилия, инициалы рабочего-сборщика	Разряд	Номер удостоверения и срок действия	Образец личной подписи
1	2	3	4	5

Ответственный за сборку соединений \_\_\_\_\_  
(подпись, Ф.И.О.)

Руководитель монтажных работ \_\_\_\_\_  
(подпись, Ф.И.О.)

## АКТ ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Город \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
(месторасположение объекта, отделение, корпус)\_\_\_\_\_  
(наименование монтажной организации)Мы, нижеподписавшиеся, представители монтажной организации \_\_\_\_\_  
(наименование, Ф.И.О., должность)технического надзора заказчика \_\_\_\_\_  
(Ф.И.О., должность)

и проектной организации \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(наименование — в случае осуществления авторского надзора  
Ф.И.О., должность)произвели \_\_\_\_\_ испытание на \_\_\_\_\_  
(прочность, герметичность)способом \_\_\_\_\_  
(гидравлическим, пневматическим)участков трубопровода \_\_\_\_\_  
(№ чертежа, буквенно-цифровое обозначение участков)Испытание проводилось \_\_\_\_\_  
(испытательная среда)на прочность давлением \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>),на герметичность давлением \_\_\_\_\_ МПа (кгс/см<sup>2</sup>).

Продолжительность испытания \_\_\_\_\_ ч.

Испытание произведено в соответствии с действующими «Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», рабочей документацией, НД [технологические карты, производственные инструкции — для трубопроводов с рабочим давлением свыше 10 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>)].

Во время испытаний трубопровода дефектов не обнаружено и он признан выдержавшим испытание.

\_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)\_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)\_\_\_\_\_  
(подпись) (Ф.И.О.)

Форма 9

**АКТ**  
**на предварительную растяжку (сжатие) компенсаторов**

Город \_\_\_\_\_ « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ г.

Предприятие (заказчик) \_\_\_\_\_

Цех (объект) \_\_\_\_\_

Мы, нижеподписавшиеся, представитель монтирующей организации \_\_\_\_\_

(наименование организации)

в лице \_\_\_\_\_

(должность, фамилия, и.о.)

и представитель заказчика в лице \_\_\_\_\_

(должность, фамилия, и.о.)

составили настоящий акт в том, что произведена предварительная растяжка (сжатие) \_\_\_\_\_

(тип компенсатора)

компенсатора № \_\_\_\_\_, установленного на трубопроводе № \_\_\_\_\_ с условным проходом \_\_\_\_\_ мм, в соответствии с указанием в чертеже № \_\_\_\_\_ на \_\_\_\_\_ мм.

Строительная длина компенсатора в свободном состоянии \_\_\_\_\_ мм.

Строительная длина компенсатора после растяжки (сжатия) \_\_\_\_\_ мм.

Предварительная растяжка (сжатие) компенсатора произведена при температуре окружающего воздуха \_\_\_\_\_ °С.

Представители:

монтирующей организации \_\_\_\_\_

(подпись, Ф.И.О.)

предприятия-заказчика \_\_\_\_\_

(подпись, Ф.И.О.)

**Приложение Р**  
**(рекомендуемое)**

**Выбор типа уплотнительной поверхности фланцев для мягких прокладок**

Среда	Давление $P_N$ , МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	Тип уплотнительной поверхности
Все вещества группы В	$\leq 2,5$ (25)	С соединительным выступом
	$> 2,5$ (25) $\leq 6,3$ (63)	«Выступ-впадина»
Все вещества групп А, Б, кроме А(а) и ВОТ (высокотемпературный органический теплоноситель)	$\leq 1,0$ (10)	С соединительным выступом
	$> 1,0$ (10) $\leq 6,3$ (63)	«Выступ-впадина»
Вещества группы А(а)	$\leq 0,25$ (2,5)	С соединительным выступом
	$> 0,25$ (2,5) $\leq 6,3$ (63)	«Выступ-впадина» или «шип-паз»
ВОТ	Независимо	«Шип-паз»
Фреон, аммиак, водород	Независимо	«Выступ-впадина» или «шип-паз»
Все группы веществ при вакууме	От 0,095 до 0,05 (0,95—0,5) абс.	«Выступ-впадина» или «шип-паз»
	От 0,05 до 0,001 (0,5—0,01) абс.	«Шип-паз»
Все группы веществ	$> 6,3$ (63)	Под линзовую прокладку или прокладку овального или восьмиугольного сечения

Приложение С  
(справочное)

Требования разделов, пунктов настоящего стандарта и основные требования Директивы Европейского союза 97/23/ЕС и стандарта EN 13480 «Трубопроводы промышленные металлургические» (издание 2002-05)<sup>2</sup>

Т а б л и ц а С.1 — Сопоставительная таблица классификации и испытания трубопроводов по российским нормам, нормам EN 13480 и Директиве 97/23/ЕС

Группа среды	Взрывопожароопасность транспортируемых веществ по российским нормам	Критерии российских норм			Критерии EN 13480, Директивы 97/23/ЕС [2]				Объем испытания кольцевых швов <sup>3)</sup> RT/UT, %	Примечание
		Категория трубопровода	Р МПа <sup>4)</sup>	Т, °С	Класс трубопровода/ группа среды	PS, бар	DN, мм	PS × DN, бар × мм		
А	Вещества с токсичным действием ГОСТ 12.1.007. а) чрезвычайно опасные класса 1, 2	I	Независимо	Независимо	IIIg1 <sup>1)</sup>	>0,5	>100	>3500	20	10
						>500	>25	—		
	б) умеренно опасные класса 3	II	Отвакуума 0,08 до 2,5	>-40 <300	IIIg1	>0,5	>25	>1000	20	10
					IIg1	>10 <500	>25	>1000	10	5
Б	Взрывопожароопасные вещества ГОСТ 12.1.044: а) горючие газы (ГГ), в том числе сжиженные углеводородные газы (СУГ)	I	>2,5	>300 <-40	IIIg1 / I	>0,5	>100	>3500	20	10
					IIg1	>10 <500	>25	>2000	10	5
	б) легковоспламеняющаяся жидкости (ЛВЖ)	I	>2,5	<-40; >300	III / I	>10 <500	>10 <500	>2000	20	10
						Вакуум <0,08	Независимо	>25 <500	>2000	20

Группа среды	Варианты совместности транспортируемых веществ по российским нормам	Критерии российских норм			Критерии EN 13480, Директивы 97/23/ЕС [2]				Объем испытаний кольцевых швов <sup>1)</sup> , RT/UT, %		Примечание
		Категория трубопровода	P, МПа <sup>2)</sup>	T °С	Класс трубопровода / группа среды	PS, бар	DN, мм	PS x DN, бар x мм	Российские нормы	EN 13480-5 [23]; EN 13480-4 [24]	
б) легко воспламеняющиеся жидкости (ЛВЖ)		II	Св. 1,6 до 2,5	>120; <300	III/1	>0,5 <500	>25	>200	10	5	
			Вакуум > 0,08	>-40; <300							
		III	Св. 1,6	>-40 <120	I/1	<10 >0,5	>200	>2000	2	5	
			Св. 6,3, Вакуум <0,03	<-40 >350	III/1	>10	>80	>2000	20	10	
в) горючие жидкости (ГЖ)		II	>2,5 до 6,3, Вакуум <0,08	>250 <350	III/1	>10 <500	>25	>2000	10	5	
			Св. 1,6 до 2,5	>120 <250							
		III	Св. 1,6 до 2,5	>-40 <250	II/1	>10	>25	>2000	2	6	
			Вакуум >0,08	>-40 <250	I/1	<10	>200	>2000	1	5	
В Труднотопящие (ТГ) и негорючие (НГ) вещества		I	Вакуум <0,03 >6,3	>450 <-40	IIIg/2	>0,5	>250	>5000	20	10	
			Вакуум < 0,08, Вакуум > 0,03 <6,3	>350 <450							
		II	Вакуум < 0,08, Вакуум > 0,03 <6,3	>350 <450	IIIg/2	>0,5	>200	>5000	10	10	
			Вакуум > 0,08 <1,6	>250 <350	I/2	>0,5	>200	>5000	2	5	

Окончание таблицы С.1

Группа среды	Варианты жаростойкости транспортируемых веществ по российским нормам	Критерии российских норм			Критерии EN 13480, Директивы 97/23/ЕС [2]				Объем испытаний кольцевых швов <sup>3)</sup> , RT/UT, %		Примечание
		Категория трубопровода	P, МПа <sup>4)</sup>	T, °C	Класс трубопровода / группа среды	PS, бар	DN, мм	PS x DN, бар x мм	Российские нормы	EN 13480-5 [23]; EN 13480-4 [24]	
		IV	>1,6 <2,5	> 120 <250	lg/2	> 10	>200	>5000	1	5	
		V	Вакуум > 0,8 <1,6	> -40 < 120	lg /2	>0,5	>32	>1000	Полерациональный контроль	5	

<sup>1)</sup> IIIg /1 — обозначает класс трубопровода III, среда — газ, группа среды 1 согласно EN 13480-1.

<sup>2)</sup> При поставке Заказчик указывает, по каким нормам осуществляется изготовление трубопровода (и/или их элементов) и согласовывает этот вопрос с инспекционными органами.

<sup>3)</sup> Объем испытаний относится к кольцевым, угловым швам методом радиографии или ультразвуковой дефектоскопии для группы углеродистых и низколегированных, марганцевистых и кремнемарганцевистых сталей.

<sup>4)</sup> Вакуум обозначается как остаточное давление, МПа.

Т а б л и ц а С.2 — Сравнительная таблица требований разделов (подразделов) настоящего стандарта, европейского регионального стандарта EN 13480 и Директивы 97/23/ЕС

Разделы/подразделы настоящего стандарта	Директива 97/23/ЕС [2]	EN 13480 ASME В 31.3 [25]	Содержание
Раздел 1, подразделы 1.2, 1.4; 1.5	Пункт 2.1.2, статья 3	EN 13480-1 [4], параграф 1	Область применения
Раздел 2	Параграф 2	EN 13480-1 [4], параграф 3	Термины и определения
Раздел 5, таблица 5.1, группы сред «А», «Б», «В», Пункт 12.3.5, таблица 12.3	Статья 3, пункт 1.3; Статья 9, пункт 2.1	EN 13480-1 [4], параграф 4 EN 13480-5 [23], таблица 8.2-1	Классификация трубопроводов, объем неразрушающего контроля
Раздел 6, подразделы 6.1; 6.2, 6.3; 6.4, 6.5	Приложение 1, параграф 2	EN 13480-3 [26], пункты 6.1; 6.2, 6.3, 6.4	Общие требования к конструкции и расчету
Раздел 7, подразделы 7.1.1, 7.1.2, 7.1.3; 7.1.4; 7.2, 7.3; 7.4; 7.5, 7.6	Приложение 1, параграф 4, пункты 4.1; 4.2; 4.3, 6, раздел В.2	EN 13480-2 [27], пункты 3, 4, 5	Применение материалов, в том числе по ASME, EN
Раздел 9, подразделы 9.1, 9.2, 9.3, 9.4, 9.5	Приложение 1, параграф 4.2, подраздел 7.1, пункт 7.1.2	EN 13480-3 [26] параграф 4.2; 4.2.5; 4.2.3.4, 4.2.3.5	Расчеты на прочность, допускаемые напряжения
Раздел 10, подразделы 10.1; 10.2; 10.6	Приложение 1, параграф 6	EN 13480-2 [27], параграф 5	Устройство трубопроводов
Раздел 10.7	Приложение 1, параграф 6, d)	EN 13480-3 [26], параграф 4.2.4.5	Требования к снижению вибрации
Раздел 13, подразделы 13.2, 13.3	Приложение 1, параграф 7.4	EN 13480-5 [23], параграфы 9.3.2.2, 9.3.3, 9.3.4	Гидравлические и пневматические испытания



## Библиография

- [1] Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013)
- [2] Европейская Директива на оборудование, работающее под давлением (PED — Pressure Equipment Directive) 97/23/ЕС вступила в силу 29 ноября 1999 г.
- [3] EN 1333:2006 Flanges and their joints — Pipework components — Definition and selection of PN (Фланцы и фланцевые соединения. Детали трубопроводов. Определение и выбор PN)
- [4] EN 13480-1 Metallic industrial piping — Part 1: General (Трубопроводы промышленные металлические. Часть 1. Общие положения)
- [5] ГОСТ Р 54432—2011 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на PN от 0,1 до 20,0 МПа. Конструкция, размеры и общие технические требования
- [6] ГОСТ Р 52376—2005 Прокладки спирально-навитые термостойкие. Типы. Основные размеры
- [7] ASME B 16.5 Pipe flanges and flanged fittings
- [8] СНиП 23-01—99\* Строительная климатология
- [9] ГОСТ Р 52630—2012 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
- [10] ГОСТ Р 53672—2009 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности
- [11] ГОСТ Р 53402—2009 Арматура трубопроводная. Методы контроля и испытаний
- [12] ГОСТ Р 54808—2011 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов
- [13] СНиП 2.09.03—85 Сооружения промышленных предприятий
- [14] СП 18.13330.2011 СНиП II-89—80\* Генеральные планы промышленных предприятий.
- [15] Миркин А.З., Усильн В.В. Трубопроводные системы: справочник. М., Химия, 1991
- [16] ГОСТ Р МЭК 60079-30-1—2009 Взрывоопасные среды. Резистивный распределительный электроннагреватель. Часть 30-1. Общие технические требования и методы испытаний
- [17] ГОСТ Р МЭК 60079-30-2—2009 Взрывоопасные среды. Резистивный распределительный электроннагреватель. Часть 30-2. Руководство по проектированию, установке и техническому обслуживанию
- [18] СНиП 2.03.11—85 Защита строительных конструкций от коррозии
- [19] ГОСТ Р 53383—2009 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия
- [20] ГОСТ Р 54159—2010 Трубы стальные бесшовные и сварные холоднореформированные общего назначения. Технические условия
- [21] ГОСТ Р 52627—2006 Болты, винты и шпильки. Механические свойства и методы испытаний
- [22] ГОСТ Р ИСО 10816-3—99 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 3. Промышленные машины номинальной мощностью более 15 кВт и номинальной скоростью от 120 до 15000 мин<sup>-1</sup>
- [23] EN 13480-5 Metallic industrial piping — Part 5: Inspection and testing (Металлические промышленные трубопроводы. Часть 5. Контроль и испытания)
- [24] EN 13480-4 Metallic industrial piping — Part 4: Fabrication and installation (Трубопроводы промышленные металлические. Часть 4. Изготовление и монтаж)
- [25] ASME B 31.3-2008 Process piping
- [26] EN 13480-3 Metallic industrial piping — Part 3: Design and calculation (Металлические промышленные трубопроводы. Часть 3. Проектирование и расчет)
- [27] EN 13480-2 Metallic industrial piping — Part 2: Materials (Трубопроводы промышленные металлические. Часть 2. Материалы)

Ключевые слова: трубопроводы технологические стальные, требования к устройству, требования к эксплуатации, взрывопожароопасные и химически опасные производства

---

Редактор *В. В. Космин*  
Технический редактор *В. Н. Прусакова*  
Корректор *Л. Я. Митрофанова*  
Компьютерная верстка *Т. Ф. Кузнецовой*

Сдано в набор 05.02.2015. Подписано в печать 29.05.2015. Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>8</sub>. Бумага офсетная. Гарнитура Ариал.  
Печать офсетная. Усл. печ. л. 15,81. Уч.-изд. л. 15,30. Тираж 70 экз. Зак. 2148.

---

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123995 Москва, Гранатный пер., 4.  
[www.gostinfo.ru](http://www.gostinfo.ru) [info@gostinfo.ru](mailto:info@gostinfo.ru)  
Набрано в Калужской типографии стандартов

Система нормативных документов в строительстве  
СВОД ПРАВИЛ  
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО  
ГАЗОПРОВОДОВ  
ИЗ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ**

**СП 42-102-2004**

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

ЗАО «ПОЛИМЕРГАЗ»

Москва  
2004

Система нормативных документов в строительстве  
СВОД ПРАВИЛ  
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО  
ГАЗОПРОВОДОВ  
ИЗ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ

**СП 42-102-2004**

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

ЗАО «ПОЛИМЕРГАЗ»

Москва  
2004

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 РАЗРАБОТАН творческим коллективом ведущих специалистов ОАО «ГипроНИИгаз», АО «ВНИИСТ», ОАО «МосгазНИИпроект», ОИ «Омскгазтехнология», АКХ им. Памфилова, Госгортехнадзора России, Госстроя России и ряда газораспределительных хозяйств России при координации ЗАО «Полимергаз»

2 СОГЛАСОВАН:

Госгортехнадзором России, письмо от 16.06.2000 г. № 03-35/240

ГУГПС МЧС России, письмо от 20.06.2000 г. № 20/2.2/2229

3 ОДОБРЕН Госстроем России, письмо от 15 апреля 2004 г. № ЛБ-2341/9

4 ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ решением Межведомственного координационного совета по вопросам технического совершенствования газораспределительных систем и других инженерных коммуникаций, протокол от 27 мая 2004 г. № 34

ВЗАМЕН СП 42-102-96

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	V
<b>1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ</b> .....	1
<b>2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ</b> .....	1
<b>3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ</b> .....	4
<b>4 ТРУБЫ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ</b> .....	4
Стальные газопроводы .....	4
Медные газопроводы .....	15
<b>5 ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ СТАЛЬНЫХ ТРУБ</b> .....	17
Наземные газопроводы .....	17
Надземные газопроводы .....	17
Требования к сооружению газопроводов в особых природных и климатических условиях .....	18
Многолетнемерзлые грунты .....	18
Подрабатываемые территории .....	19
Сейсмические районы .....	20
Районы с пучинистыми, просадочными, набухающими и насыпными грунтами .....	20
Болота и заболоченные участки .....	21
Расчет газопроводов на прочность и устойчивость .....	21
Расчетные характеристики материала газопроводов .....	21
Нагрузки и воздействия .....	21
Определение толщины стенок труб и соединительных деталей .....	22
Проверка прочности подземных газопроводов .....	23
Определение необходимой величины балластировки .....	24
Определение пролетов надземных газопроводов .....	25
<b>6 ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ МЕДНЫХ ТРУБ</b> .....	27
<b>7 СТРОИТЕЛЬСТВО</b> .....	28
Входной контроль труб и соединительных деталей .....	28
Стальные трубы .....	29
Медные трубы .....	29
Транспортировка и хранение труб, деталей и материалов .....	29
Стальные трубы .....	29
Медные трубы .....	30
Квалификационные испытания сварщиков и паяльщиков .....	30
Стальные газопроводы .....	30
Медные газопроводы .....	31
Сварка и пайка газопроводов .....	32
Стальные газопроводы .....	32
Подготовка труб и деталей к сборке и сборка стыков .....	32
Дуговая сварка .....	34
Стыковая электроконтактная сварка .....	34
Индукционная пайка стыков газопроводов .....	36
Газовая сварка и сварка в CO <sub>2</sub> .....	37
Сварочные материалы .....	38
Контроль качества сварных соединений .....	39
Медные газопроводы .....	39
Подготовка труб к сборке .....	39
Пайка газопроводов .....	41
Контроль качества пайки .....	42
Монтаж подземных газопроводов .....	43
Монтаж надземных газопроводов .....	44
Строительство надземных переходов .....	44
Укладка подземных газопроводов .....	46
Способы и правила укладки .....	46
Укладка с бермы траншеи .....	47
Особенности производства укладочных работ на заболоченной местности .....	52

Укладка методом «подкопа» .....	53
Защита газопровода от механических повреждений .....	54
Балластировка газопроводов .....	54
Общие положения .....	54
Балластировка газопроводов железобетонными утяжелителями различных конструкций .....	54
Закрепление газопроводов анкерами .....	55
Балластировка газопроводов грунтовой засыпкой и полимерно-грунтовыми контейнерами .....	55
Очистка внутренней полости газопроводов .....	56
Очистка полости одиночных труб (секций) перед сваркой в плеть ....	56
Очистка полости наружных газопроводов продувкой воздухом .....	56
<b>8 ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ .....</b>	<b>57</b>
Электрохимическая защита .....	57
Производство и приемка работ по электрохимической защите .....	61
Защита газопроводов от коррозии изоляционными покрытиями .....	63
Производство и приемка работ по изоляции сварных стыковых соединений стальных подземных газопроводов и ремонту мест повреждения покрытия .....	66
Изоляция стыков газопроводов с покрытием из экструдированного полиэтилена термоусаживающимися лентами .....	66
Изоляция стыков и ремонт мест повреждений полимерных покрытий газопроводов с применением полиэтиленовых липких лент .....	67
Изоляция стыков и ремонт мест повреждений покрытия газопроводов, построенных из труб с мастичным битумным покрытием .....	68
Ремонт поврежденных участков мастичного покрытия в трассовых условиях .....	69
Технология изоляционных работ на газопроводах в трассовых условиях с применением полимерно-битумных лент типа ЛИТКОР и ПИРМА .....	69
Производство и приемка работ по изоляции резервуаров СУГ .....	70
Приложение А Трубы, изготавливаемые по ГОСТ 8731, ГОСТ 8732 из слитка .....	72
Приложение Б Список российских заводов, изготавливающих стальные трубы .....	72
Приложение В Номенклатура труб и соединительных деталей (фитингов), применяющихся для строительства внутренних газопроводов из медных труб .....	89
Приложение Г Список российских предприятий, изготавливающих (поставляющих) медные трубы и соединительные детали для строительства внутренних газопроводов .....	91
Приложение Д Виды медных соединительных деталей .....	92
Приложение Е Буквенные обозначения величин и единицы их измерения .....	93
Приложение Ж Протокол механических испытаний паяных образцов на статическое растяжение .....	94
Приложение И Результаты контроля паяного соединения .....	95
Приложение К Техническая характеристика линии ЛСТ-81Н125 .....	96
Техническая характеристика автосварочной установки ПАУ .....	96
Приложение Л Формы приемосдаточной документации .....	97
Приложение М Наладка установок электрохимической защиты .....	104
Приложение Н Расстояние в свету от надземных газопроводов до зданий и сооружений .....	106



## ВВЕДЕНИЕ

СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб» разработан в развитие основополагающего СНиП 42-01-2002 «Газораспределительные системы».

В положениях СП 42-102-2004 приведены подтвержденные научными исследованиями, опробованные на практике и рекомендуемые в качестве официально признанных технические решения, средства и способы, обеспечивающие выполнение обязательных требований, установленных СНиП 42-01-2002.

Настоящий СП содержит рекомендуемые положения по проектированию и технологии производства строительно-монтажных работ при сооружении наружных стальных и медных внутренних газопроводов с учетом особенностей их применения в газораспределительных системах, по выбору труб и соединительных деталей газопроводов в зависимости от давления транспортируемого газа и условий эксплуатации, расчетам наружных газопроводов на прочность и устойчивость, защите стальных газопроводов от электрохимической коррозии.

С введением в действие настоящего СП утрачивает силу СП 42-102-96 «Свод правил по применению стальных труб для строительства систем газоснабжения».

В разработке данного документа принимали участие:

*Волков В.С., Вольнов Ю.Н., Габелая Р.Д., Голик В.Г., Гусева Н.Б., Зубаилов Г.И., Красников М.А., Кузнецова Е.Г., Левин В.М., Лушников В.П., Нечаев А.С., Рождественский В.В., Сафронова И.П., Удовенко В.Е., Чирчинская Г.П., Шишов Н.А., Шурайц А.Л.*

## СВОД ПРАВИЛ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И СТРОИТЕЛЬСТВО ГАЗОПРОВОДОВ  
ИЗ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ТРУБ****DESIGNING AND CONSTRUCTION  
OF GAS PIPELINES FROM METAL PIPES**

Дата введения 2004-05-27

**1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ**

**1.1** Настоящий Свод правил распространяется на проектирование и строительство новых наружных газопроводов из стальных труб и внутренних газопроводов из стальных и медных труб.

**1.2** При проектировании и строительстве газопроводов с использованием металлических труб следует руководствоваться требованиями СНиП 42-01, СП 42-101 и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

**2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

**2.1** В настоящем Своде правил использованы ссылки на следующие документы:

СНиП 11-02-96 Инженерные изыскания для строительства. Основные положения

СНиП 2.01.07-85\* Нагрузки и воздействия

СНиП 2.01.09-91 Здания и сооружения на подрабатываемых территориях и просадочных грунтах

СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов

СНиП 2.02.01-83\* Основания зданий и сооружений

СНиП 2.02.03-85 Свайные фундаменты

СНиП 2.07.01-89\* Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений

СНиП II-7-81\* Строительство в сейсмических районах

СНиП II-89-80\* Генеральные планы промышленных предприятий

СНиП III-42-80\* Магистральные трубопроводы

СНиП 3.01.01-85\* Организация строительного производства

СНиП 42-01-2002 Газораспределительные системы

СП 42-101-2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

ГОСТ Р 15.201—2000 Система разработки и поставки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и поставки продукции на производство

ГОСТ 9.602—89 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии (с учетом изменения № 1)

ГОСТ 380—94 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки

ГОСТ 617—90 Трубы медные. Технические условия

ГОСТ 859—78 Медь. Марки

ГОСТ 1050—88 Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. Общие технические условия

ГОСТ 1460—81 Карбит кальция. Технические условия

ГОСТ 2246—70 Проволока стальная сварочная. Технические условия

ГОСТ 3262—75 Трубы стальные водопроводные. Технические условия

ГОСТ 4543—71 Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия

ГОСТ 5457—75 Ацетилен растворенный и газообразный технический. Технические условия

ГОСТ 5542—87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 5583—78 Кислород газообразный технический и медицинский. Технические условия

ГОСТ 6996—66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств

ГОСТ 8050—85 Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия

ГОСТ 8696—74 Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические условия

ГОСТ 8731—74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования

ГОСТ 8732—78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент

ГОСТ 8733—74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования

ГОСТ 8734—75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент

ГОСТ 8946—75 (СТСЭВ 3298—81) Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Угольники переходные. Основные размеры

ГОСТ 8947—75 (СТСЭВ 3298—81) Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Угольники переходные. Основные размеры

ГОСТ 8948—75 (СТСЭВ 3300—81) Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники прямые. Основные размеры

ГОСТ 8949—75 (СТСЭВ 3300—81) Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники переходные. Основные размеры

ГОСТ 8950—75 (СТСЭВ 3300—81) Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники с двумя переходами. Основные размеры

ГОСТ 8951—75 (СТСЭВ 3300—81) Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты прямые. Основные размеры

ГОСТ 8952—75 (СТСЭВ 3300—81) Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты переходные. Основные размеры

ГОСТ 8953—75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты с двумя переходами. Основные размеры

ГОСТ 8954—75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты прямые короткие. Основные размеры

ГОСТ 8955—75 (СТСЭВ 3300—81) Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты прямые длинные. Основные размеры

ГОСТ 8956—75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты компенсирующие. Основные размеры

ГОСТ 8957—75 (СТСЭВ 3300—81) Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты переходные. Основные размеры

ГОСТ 8959—75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Гайки соединительные. Основные размеры

ГОСТ 8963—75 (СТСЭВ 3300—81) Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Пробки. Основные размеры

ГОСТ 8966—75 Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Муфты прямые. Основные размеры

ГОСТ 8968—75 Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Контргайки. Основные размеры

ГОСТ 8969—75 Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Сгоны. Основные размеры

ГОСТ 9045—93 Прокат тонколистовой холоднокатаный из низкоуглеродистой качественной стали для холодной штамповки. Технические условия

ГОСТ 9087—81 Е Флюсы сварочные плавляемые. Технические условия

ГОСТ 9238—83 Габариты приближения строений и подвижного состава железных дорог колеи 1520 (1524) мм

ГОСТ 9466—75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация и общие технические условия

ГОСТ 9467—75 Электроды покрытые металлические для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы

ГОСТ 10704—91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент

ГОСТ 10705—80 Трубы стальные электросварные. Технические условия

ГОСТ 10706—76 Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования

ГОСТ 14637—89 Прокат толстолистовой из углеродистой стали обыкновенного качества. Технические условия

ГОСТ 15836—79 Мастика битумно-резиновая изоляционная. Технические условия стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 16037—80 Соединения сварные

ГОСТ 16523—97 Прокат тонколистовой из углеродистой стали качественной и обыкновенного качества общего назначения. Технические условия

ГОСТ 17375—2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3Д ( $R = 1,5DN$ ). Конструкция

ГОСТ 17376—2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция

ГОСТ 17378—2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция

ГОСТ 17379—2001 Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция

ГОСТ 19249—73 Соединения паяные. Основные типы и параметры

ГОСТ 19281—89 Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия

ГОСТ 19907—83 Ткани электроизоляционные из стеклянных крученых комплексных нитей. Технические условия

ГОСТ 20295—85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия

ГОСТ 20448—90 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия

ГОСТ 23055—78 Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля

ГОСТ 24950—81 Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Технические условия

ТУ 6-10-1110-76 Карандаши термоиндикаторные

ТУ 14-3-1128-82 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов газлифтных систем и обустройства газовых месторождений

ТУ 14-3-1138-82 Трубы стальные электросварные прямошовные диаметром 1020, 1220 мм для газонефтепроводов

ТУ 14-3-1399-95 Трубы стальные электросварные

ТУ 14-3-190-82 Трубы стальные бесшовные для котельных установок и трубопроводов

ТУ 14-3-684-77 Трубы стальные электросварные со спиральным швом диаметром 530—1420 мм

ТУ 14-3-721-78 Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром 720, 820, 1020, 1220 мм для магистральных газопроводов

ТУ 14-3-808-78 Трубы электросварные спиральношовные из углеродистой стали 20 для трубопроводов атомных электростанций

ТУ 14-3-943-80 Трубы стальные электросварные

ТУ 14-3Р-13-95 Трубы электросварные прямошовные. Технические условия

ТУ 38.105436-77 с Изм. № 4 Полотно резиновое гидроизоляционное

ТУ 48-21-663-79 Прутки припоя марки ПМФОЦр 6-4-0,03

ТУ 48-3650-10-80 Припои медно-фосфорные. Технические условия

ТУ 66.30.019 Полиром — БР

ТУ 102-176-90 Трубы стальные электросварные с наружным противокоррозионным покрытием из полиэтилена

ТУ 102-612-92 Праймер П-001

ТУ 108.1424-86 Флюс сварочный плавный общего назначения марки АНЦ-1

ТУ 1104-137300-357-01-96 Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия

ТУ 1303-14-3Р-357-02-2000 Трубы стальные электросварные прямошовные для газопроводов систем газораспределения с рабочим давлением до 2,5 МПа

ТУ 1390-002-01284695-97 Трубы стальные с наружным покрытием из экструдированного полиэтилена

ТУ 1390-002-01297858-96 Трубы стальные диаметром 89—530 мм с наружным антикоррозионным покрытием из экструдированного полиэтилена

ТУ 1390-003-00154341-98 Трубы стальные электросварные и бесшовные с наружным двух-

слойным антикоррозионным покрытием на основе экструдированного полиэтилена

ТУ 1390-003-01284695-00 Трубы стальные с наружным покрытием из экструдированного полиэтилена

ТУ 1390-003-01297858-00 Трубы диаметром 57—530 мм с наружным покрытием на основе липких полимерных лент и комбинированным ленточно-полиэтиленовым покрытием

ТУ 1390-005-01297858-98 Трубы стальные с наружным двухслойным защитным покрытием на основе экструдированного полиэтилена

ТУ 1390-013-04001657-98 Трубы диаметром 57—530 мм с наружным комбинированным ленточно-полиэтиленовым покрытием

ТУ 1390-014-05111644-98 Трубы диаметром 57—530 мм с наружным комбинированным ленточно-полиэтиленовым покрытием

ТУ 1394-001-05111644-96 Трубы стальные с двухслойным покрытием из экструдированного полиэтилена

ТУ 1394-002-47394390-99 Трубы стальные диаметром от 57 до 1220 мм с покрытием из экструдированного полиэтилена

ТУ 1394-012-17213088-03 Трубы стальные диаметром от 57 до 530 мм с наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытием для газопроводов

ТУ 2245-001-1297859-93 Лента полиэтиленовая НКПЭЛ-45, НКПЭЛ-63

ТУ 2245-001-44271562-97 Лента защитная термоусаживающаяся «Терма»

ТУ 2245-001-48312016-01 Лента полимерно-битумная на основе мастики «Транскор» ЛИТКОР

ТУ 2245-002-31673075-97 Лента термоусаживающаяся двухслойная радиационно-модифицированная «ДРЛ»

ТУ 2245-003-1297859-99 Лента полиэтиленовая для защиты нефтегазопродуктов ПОЛИЛЕН

ТУ 2245-003-48312016-03 Лента полимерно-битумная для изоляции трубопроводов — лента ПИРМА

ТУ 2245-004-1297859-99 Обертка полиэтиленовая для защиты нефтегазопроводов ПОЛИЛЕН-ОБ

ТУ 2245-004-46541379-97 Лента термоусаживающаяся двухслойная радиационно-модифицированная «ДОНРАД»

ТУ 2257-016-16802026-99 Лента изоляционная ЛИАМ для защиты подземных трубопроводов от коррозии

ТУ 2513-001-05111644-96 Мастика битумно-полимерная для изоляционных покрытий подземных газопроводов

ТУ 4859-001-11775856-95 Трубы стальные с покрытием из полимерных липких лент

ТУ 5623-002-05111644-96 с Изм № 1 Масличная композиция для противокоррозионных покрытий «АСМОЛ»

ТУ 5774-005-05766480-95 Материал рулонный кровельный и гидроизоляционный наплавляемый битумно-полимерный «Изопласт»

ТУ 5774-007-05766480-2002 Материал рулонный кровельный и гидроизоляционный наплавляемый битумно-полимерный «Изоэласт»

ТУ 5775-001-12978559-94 «Праймер НК-50, НК-100»

ТУ 5775-001-01297858-01 Праймер ПЛ-М, Праймер-ПЛ-Л

ТУ 5775-001-18314696-02 Мастика битумно-полимерная с повышенными адгезионными свойствами

ТУ 5775-002-32989231-99 Мастика битумно-полимерная изоляционная «Транскор»

ТУ 8390-002-46353927-99 Полотно нетканое термоскрепленное техническое

ТУ 8390-007-05283280-96 Полотно нетканое клееное для технических целей

ТУ РБ 03289805.001-97 Трубы диаметром 57—530 мм с наружным комбинированным ленточно-полиэтиленовым покрытием

ТУ РБ 03289805.002-98 Трубы стальные диаметром 57—530 мм с наружным покрытием на основе экструдированного полиэтилена

ТУ РБ 03230835-005-98 Ленты термоусаживаемые двухслойные

ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления

ПУЭ Правила устройства электроустановок

РД 03-495-02 Технологический регламент проведения аттестации сварщиков и специалистов сварочного производства

РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю

РД 153-39.4.091-01 Инструкция по защите городских подземных газопроводов

РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов

РД 243РФ 3.11-99 Техническое состояние подземных газопроводов

Альбом типовых чертежей МГНП 01-94 «Узлы и детали электрозащиты инженерных сетей от коррозии». АО «МосгазНИИпроект»

### 3 ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

**3.1** Выбор запорной и регулирующей арматуры для наружных стальных газопроводов следует предусматривать в соответствии с требованиями СП 42-101.

**3.2** Медные газопроводы, прокладываемые внутри зданий и сооружений, предназначены для подачи к газовому оборудованию и приборам:

- природного газа — по ГОСТ 5542;

- сжиженного углеводородного газа (СУГ) — по ГОСТ 20448.

**3.3** Не рекомендуется применение медных газопроводов для транспортирования сернистых газов и при температуре эксплуатации (окружающего воздуха) ниже 0 °С.

**3.4** Электрохимическая защита от коррозии подземных стальных сооружений осуществляется в соответствии с проектом, положениями на-

стоящего СП и других нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

**3.5** Организацию и порядок проведения контроля качества строительно-монтажных работ следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП 42-01, положениями СП 42-101 и настоящего СП.

**3.6** Приемку законченных строительством газопроводов в эксплуатацию следует производить в соответствии с требованиями СНиП 42-01.

## 4 ТРУБЫ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ

### СТАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

**4.1** Марка стали труб, требования по химическому составу и степени раскисления должны указываться в заказе на поставку.

При расчете на прочность газопроводов из труб по ГОСТ 3262, металл и сварные швы которых не имеют характеристики прочности, величины временного сопротивления и предела текучести следует принимать минимальными для соответствующих марок стали.

Эквивалент углерода для низколегированной стали следует определять по формуле

$$C_3 = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Si}{24} + \frac{Cr}{5} + \frac{Ni}{40} + \frac{Cu}{13} + \frac{V}{14} + \frac{P}{2}, \quad (1)$$

где C, Mn, Si, — содержание (% массы) в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, кремния, хрома, никеля, меди, ванадия и фосфора.

Величина эквивалента углерода не должна превышать 0,46.

Эквивалент углерода для углеродистой стали с повышенным содержанием марганца следует определять по формуле

$$C_3 = C + Mn/6, \quad (2)$$

при этом величина эквивалента не должна превышать 0,46.

**4.2** Толщину стенок труб определяют расчетом и принимают ее номинальную величину равной значению ближайшей большей по ГОСТ (ТУ).

**4.3** Марки стали труб для строительства газопроводов природного и сжиженного углеводородных газов в зависимости от местоположения, диаметра, давления газа и температуры наружного воздуха рекомендуется выбирать в соответствии с таблицей 1.

**4.4** Применение труб из полуспокойной, кипящей углеродистой стали и труб по ГОСТ 3262 не рекомендуется в следующих случаях:

- при наличии вибрационных нагрузок, на подводных переходах, переходах через автомобильные I—III категорий и железные дороги, трамвайные пути и прокладываемых по мостам и гидротехническим сооружениям;

Таблица 1 — Марки стали труб для строительства газопроводов природного и сжиженного углеводородных газов

№ п.п.	Местоположение газопровода	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	DN, мм	PN, МПа	Степень раскисления, марка стали, ГОСТ	Примечание
1	Наружные, внутренние	Не ниже минус 40	Без ограничения	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	СП Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050; 08Ю ГОСТ 9045	Допускается применение СП, ПС 17ГС, 17Г1С, 09Г2С ГОСТ 19281 не ниже категории 3; СП 10Г2 ГОСТ 4543
2	Внутренние, подземные	Ниже минус 40	То же	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	СП Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050; 08Ю ГОСТ 9045	Температура стенки трубы внутренних и подземных газопроводов минус 40 °С. Допускается применение СП, ПС 17ГС, 17Г1С, 09Г2С ГОСТ 19281 не ниже категории 3; СП 10Г2 ГОСТ 4543
3	Надземные	То же	DN 100 ГОСТ 380, ГОСТ 1050; DN-без ограничений ГОСТ 9045, ГОСТ 19281, ГОСТ 4543	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	СП Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050; 08Ю ГОСТ 9045 17 ГС, 17Г1С, 09Г2С ГОСТ 19281 категории 6—8; 10Г2 ГОСТ 4543	Трубы по ГОСТ 10705, ГОСТ 10704 допускается применять только при PN 0,6 МПа
<b>Область применения труб из полуспокойной, кипящей углеродистой стали</b>						
4	Наружные, внутренние	Не ниже минус 40	300	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	ПС Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050	Толщина стенки 5 мм
5	Подземные, внутренние	Не ниже минус 30	800	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	ПС Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	Толщина стенки 8 мм. Температура стенки трубы внутренних газопроводов 10 °С
6	Надземные	Не ниже минус 20	800	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	То же	Толщина стенки 8 мм
7	Внутренние, подземные	Не ниже минус 30	500	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	КП Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	Толщина стенки 8 мм. Температура стенки трубы внутренних газопроводов 0 °С
8	Наружные, внутренние	Не ниже минус 40	Без ограничения	Природный газ, паровая фаза СУГ 0,005	ПС, КП Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20* ГОСТ 1050	—
9	Надземные	Не ниже минус 10	500	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	КП Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	Толщина стенки 8 мм

## Окончание таблицы 1

№ п.п.	Местоположение газопровода	Температура воздуха наиболее холодной пятидневки с обеспеченностью 0,92, °С	DN, мм	PN, МПа	Степень раскисления, марка стали, ГОСТ	Примечание
10	Наружные	Не ниже минус 40	100	Природный газ: 1,2; СУГ 1,6	КП Ст2, Ст3 ГОСТ 380; 08, 10, 15,20* ГОСТ 1050	Толщина стенки 4,5 мм
<b>Область применения стальных труб (ГОСТ 3262)</b>						
11	Наружные, внутренние	Не ниже минус 40	100	Природный газ, паровая фаза СУГ 1,2	—	Черные, легкие и обыкновенные
12	Наружные, внутренние	Ниже минус 40	80	Природный газ, паровая фаза СУГ 0,005	—	Трубы электросварные термообработанные по всему объему: черные, легкие и обыкновенные
<p><b>Примечания</b></p> <p>1 Механические свойства углеродистой стали (ГОСТ 380, ГОСТ 1050) должны отвечать требованиям ГОСТ 16523 категории 4 и ГОСТ 14637 категорий 2–5, а стали 08Ю — ГОСТ 9045.</p> <p>2 Трубы с толщиной стенки <math>\geq 5</math> мм для газопроводов, где температура стенки трубы может опуститься ниже минус 40 °С, испытывающих вибрационные нагрузки, прокладываемых в особых грунтовых условиях, на подрабатываемых территориях, на переходах через естественные и искусственные преграды, газопроводов DN &gt; 600 мм PN &gt; 0,6 МПа, в районах с сейсмичностью площадки свыше 6 баллов должны иметь гарантированную ударную вязкость KCU 30 Дж/см<sup>2</sup> при температуре, до которой может опуститься температура стенки трубы.</p> <p>3 Знак «*» обозначает, что для тепловых электростанций трубы из стали 20 ГОСТ 1050 допускается применять только при условии, что температура стенки трубы <math>\geq</math> минус 30 °С.</p> <p>4 Сварное соединение сварных труб должно быть равнопрочно основному металлу или иметь гарантированный заводом-изготовителем согласно стандарту или техническим условиям на трубы коэффициент прочности сварного соединения. Указанные требования следует вносить в заказные спецификации на трубы.</p>						

- при изготовлении соединительных деталей, отводов и компенсирующих устройств для газопроводов среднего и высокого давления методом холодного гнутья;

- для подземных газопроводов, прокладываемых в особых грунтовых условиях, на подрабатываемых территориях и в сейсмических райо-

нах с сейсмичностью площадки свыше 6 баллов.

**4.5** Трубы для газопроводов в зависимости от температуры эксплуатации выбирают:

- по таблице 2 — для подземных, наземных, надземных и внутренних газопроводов, с температурой эксплуатации не ниже минус 40 °С;

**Таблица 2 — Перечень стальных труб, применяемых в газораспределительных системах в районах с температурой воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (температурой эксплуатации) не ниже минус 40 °С**

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно приложению Б)
<b>ТРУБЫ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ПРЯМОШОВНЫЕ</b>					
1	ГОСТ 10705 (группа В) ГОСТ 10704	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 08; 10; 15; 20 ГОСТ 1050	10 20 22 26 32	1,2** 2 2 2 2	12, 17, 22 1, 2, 4, 5, 10, 12, 14, 15 1, 2, 4, 14, 17, 22 1, 2, 4, 5, 7, 10, 12, 14, 16, 18, 22 1, 2, 4, 5, 7, 10, 12, 14, 16, 18, 22

Продолжение таблицы 2

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно приложению Б)
			38 45 57 76 89 102 108 114 159 168 219 273 325 377 426 530	2 2 2 2 2,5 2,5 3 3 4 4,5 4,5 4,5 5 6 6 6	1, 4, 7, 10, 12, 14, 18, 22 1, 2, 4, 5, 7, 9, 10, 12, 14, 18, 21 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21, 22 1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21 1, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 19 1, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15, 16, 17, 19 1, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 16, 17, 19, 21 1, 4, 5, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19 1, 5, 9, 10, 11, 14, 15, 17, 19, 20 5, 9, 13, 14, 16, 17 1, 5, 17, 20 5, 17, 20 5, 17, 20 5, 20 5, 20 5
2	ТУ 1373-001-25955489 повышенного качества и надежности	Ст3сп ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050	45 57 76 89 102 108 114 127 159 168	2 2 2 2,5 2,5 3 3 3 4 4,5	9
3	ТУ 1383-001-12281990 повышенного качества и надежности	Ст3сп, Ст3ПС ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050 09Г2С, 17ГС ГОСТ 19281 22ГЮ ТУ 14-106-683	159 168 219 273 325 377 426	4 4 4 5 5 6 6	20
4	ТУ 1104-137300-357-01 (по типу ГОСТ 10705 группа В)	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	20 26 32 38 45 57 76 89	2 2 2 2 2 2 2 2,5	7
5	ТУ 14-001 (по типу ГОСТ 10705 группа В повышенного качества)	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 08, 10, 15, 20	57 76 89 102 108 114	2 2 2 2,5 3 3	8



Продолжение таблицы 2

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно приложению Б)
6	ТУ 1303-14-ЗР-357-02 (по типу ГОСТ 10705, группа В повышенного качества)	ГОСТ 1050 Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050 08Ю ГОСТ 9045	57 76 89 102 108 114 127 133 159	3 3 3 3 3 3 3 3 4	10
7	ТУ 14-002 (по типу ГОСТ 10705 группа В повышенного качества)	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050 08Ю ГОСТ 9045	57 76 89 102 108 114 159	2 2 2 2,5 3 3 4	11
8	ТУ 14-ЗР-13 (по типу ГОСТ 10705 группа В)	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050	20 32 57 76 89 102 108 114 159	2 2 2 2 2,5 2,5 3 3 4	15
9	ТУ 14-3-943	Ст2сп, Ст3сп, ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050 17Г1С ГОСТ 19281	219 273 325 377 426 530	4,5 4,5 5 6 6 6	5
10	ГОСТ 20295 (тип 1 — изготовленные контактной сваркой токами высокой частоты)	Ст2сп (К 34) Ст3сп (К 38) ГОСТ 380 08, 10 (К 34) 15 (К 38) 20 (К 42) ГОСТ 1050	159 168 219 273 325 377 426	4,5 5 5 5 5 6 6	1, 5, 9, 17 5, 9, 17 1, 5, 17 5 5 5 5
11	ГОСТ 20295 (тип 3 — изготовленные электродуговой сваркой)	17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) ГОСТ 19281	530 630 720 820	6 7 7 9	5, 22 5 5, 22 5, 22
12	ТУ 14-3-1160	17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) ГОСТ 19281	530 720 820 1020 1220	7 8 9 10 12	22
13	ТУ 14-3-1399	Ст3сп ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050	219 273 325 377 426	4,8 4,8 5 6 6	5

Продолжение таблицы 2

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно приложению Б)
14	ГОСТ 10706 (группа В) ГОСТ 10704	Ст2сп, Ст3сп	530	6	5, 22
		ГОСТ 380	630	7	5
		17Г1С, 17ГС	720	8	5, 22
		ГОСТ 19281	820	9	5, 22
			1020	10	5, 22
			1220	10	22
ТРУБЫ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ СПИРАЛЬНОШОВНЫЕ					
15	ГОСТ 20295 (тип 2 — изготовленные электродуговой сваркой)	Ст2сп (К 34)	159	4,5	1
		Ст3сп (К 38)	219	5	1
		ГОСТ 380	273	6	1
		08, 10 (К 34)	325	6	1
		15 (К 38)	377	6	1
		20 (К 42)	530	6	3
		ГОСТ 1050	630	6	3
		17Г1С (К 52)	720	7	3
		17ГС (К 52)	820	8	3
		ГОСТ 19281			
16	ГОСТ 8696 (группа В)	Ст2сп, Ст3сп	159	4,5	1
		ГОСТ 380	168	4,5	1
		08, 10, 20	219	4,5	1
		ГОСТ 1050	273	4,5	1
		17Г1С, 09Г2С	325	5	1, 3
		ГОСТ 19281	377	6	1, 3
			426	6	3
			530	6	3
			630	6	3
			720	7	3
			820	8	3
			1020	9	3
	1220	10	3		
17	ТУ 14-3-808	20	530	8	
		ГОСТ 1050	630	8	
			720	8	3
			820	8	
			1020	10	
			1220	11	
18	ТУ 14-3-954	20	530	6	
		ГОСТ 1050	630	6	
		17Г1С, 17Г1С-У	820	8	3
		ГОСТ 19281	1020	9	
			1220	10	
ТРУБЫ БЕСШОВНЫЕ ГОРЯЧЕДЕФОРМИРОВАННЫЕ					
19	ГОСТ 8731 (группы В и Г) ГОСТ 8732	Ст2сп	45	3,5	14, 18
		ГОСТ 380	57	3,5	3, 14, 18
		10, 20	76	3,5	3, 14, 18
		ГОСТ 1050	89	3,5	3, 14, 18
		09Г2С, 17Г1С	102	4	3, 14
		ГОСТ 19281;	108	4	3, 14, 18, 19, 22
		10Г2	114	4	3, 14, 18, 19, 22
		ГОСТ 4543	127	4	3, 14, 18, 19, 22
			133	4	3, 14, 18, 19*, 22
			159	4,5	3, 14, 18, 19*, 22
			168	5	3, 14, 18, 19*
			219	6	3, 11, 17*, 19*
			273	7	3, 17*, 22*
			325	9	3, 14, 17*, 22*
			377	9	3, 22*
	426	9	3, 22*		

## Продолжение таблицы 2

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно приложению Б)			
20	ТУ 14-3-190	10, 20 ГОСТ 1050 09Г2С ГОСТ 19281 10Г2 ГОСТ 4543	57	3,5	14, 18			
			76	3,5	14, 18			
			89	3,5	14, 18			
			108	4	14, 18, 22			
			114	4	14, 18, 22			
			127	4	14, 18, 22			
			133	4	14, 18, 22			
			159	4,5	14, 18			
			168	5	14, 18			
			219	6	14, 18			
			377	9	22			
			426	9	22			
ТРУБЫ БЕСШОВНЫЕ ХОЛОДНОДЕФОРМИРОВАННЫЕ И ТЕПЛОДЕФОРМИРОВАННЫЕ								
21	ГОСТ 8733 (группы В и Г) ГОСТ 8734	10, 20 ГОСТ 1050 10Г2 ГОСТ 4543	10	1,2**	14, 18			
			20	2	14, 18			
			22	2	14, 18			
			26	2	14, 18			
			32	2	14, 18			
			38	2	14, 18			
			45	2	14, 18			
			48	3	14, 18			
			57	3	14, 18			
			60	3	14, 18			
			76	3	14			
			102	3	2			
			108	3	22			
ТРУБЫ ВОДОГАЗОПРОВОДНЫЕ								
22	ГОСТ 3262 (черные, обыкновенные и легкие)	В соответствии с ГОСТ 3262	DN15 (21,3)	2,5	1, 2, 4, 5, 8, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 22			
			DN20 (26,8)	2,5	1, 2, 4, 5, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21, 22			
			DN25 (33,5)	2,8	1, 2, 4, 5, 8, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21			
			DN32 (42,3)	2,8	1, 2, 4, 5, 8, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 22			
			DN40 (48,0)	3,0	1, 2, 4, 5, 8, 9, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21			
			DN50 (60,0)	3,0	2, 4, 5, 6, 8, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21			
			DN65 (75,5)	3,2	2, 4, 5, 6, 8, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 21			
			DN80 (88,5)	3,5	1, 2, 4, 5, 6, 9, 12, 13, 14, 15, 17, 19, 21			
			DN90 (101,3)	4,0	1			
			DN100 (114,0)	4,0	1, 4, 6, 9, 12, 13, 14, 15, 17, 19, 21			
			DN125 (140,0)	4,5	1			
			DN150 (165,0)	4,5	1			
			23	ТУ 1104-137300-357-01 (по типу ГОСТ 3262)	Ст2сп, Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	DN15 (21,3)	2,5	
						DN 20 (26,8)	2,5	

Окончание таблицы 2

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно приложению Б)
			DN25 (33,5) DN40 (48,0) DN50 (60,0)	2,8  3,0  3,0	7
24	ТУ 14-001 (по типу ГОСТ 3262)	В соответствии с ГОСТ 3262	DN20 (26,8) DN25 (33,5) DN32 (42,3) DN 40 (48,0)	2,5 2,8 2,8 3,0	8
25	ТУ 14-3Р-13 (по типу ГОСТ 3262)	В соответствии с ГОСТ 3262	DN15 (21,3) DN20 (26,8) DN25 (33,5) DN32 (42,3) DN40 (48,0) DN50 (60,0)	2,8  2,8  3,2  3,2  3,5  3,5	15

## Примечания

- 1 При выборе труб из стали со степенью раскисления ПС, КП следует также руководствоваться таблицей 1.
- 2 Стальные трубы, изготовленные по ГОСТ или ТУ, которыми не предусматривается их деление на группы, но регламентируются требования по химическому составу и механическим свойствам ( $\sigma_B$ ,  $\sigma_T$ ,  $\delta$ ) могут применяться для условий, предусматривающих применение труб групп В, Г.
- 3 Допускается применение стальных труб групп А и Б для газопроводов природного газа и паровой фазы СУГ с  $P_N \leq 0,005$  МПа.
- 4 Допускается применение стальных труб по таблице 3 при соответствующем обосновании. При этом трубы из стали по ГОСТ 19281 допускается применять 3—8 категорий.
- 5 Герметичность стальных труб должна быть гарантирована предприятием-изготовителем методами, предусмотренными соответствующими ГОСТ или ТУ.
- 6 Для газопроводов жидкой фазы СУГ следует применять бесшовные трубы со 100 %-ным контролем трубы основного металла физическими методами контроля. Допускается применять электросварные трубы, при этом трубы до DN 50 должны пройти 100 %-ный контроль сварного шва физическими методами, а трубы DN 50 и более — также испытаниями сварного шва на растяжение.
- 7 Заводы-изготовители (приложение Б) труб по позиции 19, обозначенные «\*», выпускают трубы данного диаметра, в том числе из слитка. Такие трубы разрешается применять только при условии 100 %-ного контроля металла труб физическими методами, что должно быть указано в заказе на поставку.
- 8 Трубы с толщиной стенки, обозначенной «\*\*», допускается применять только для импульсных газопроводов.
- 9 Допускается применение труб, наружный диаметр которых не включен в таблицу, но предусмотрен сортаментом стана соответствующего предприятия-изготовителя.
- 10 Трубы, выпускаемые заводами, не включенными в приложение Б, могут быть включены в таблицу только после их апробации в соответствии с требованиями ГОСТ Р 15.201 и при получении разрешения к применению в установленном порядке.
- 11 Гнутые участки газопроводов из труб по позициям 22—25 должны иметь радиусгиба не менее 2DN.

- по таблице 3 — для подземных, наземных, надземных и внутренних газопроводов, с температурой эксплуатации ниже минус 40 °С.

В данных таблицах приведены минимально допустимые толщины труб, выпускаемых заводами-изготовителями. Перечень заводов-изготови-

телей труб, указанных в таблицах 2 и 3, приведен в приложениях А и Б.

**4.6** В случаях когда нормирование механических свойств ГОСТ (ТУ) на трубы не предусмотрено, механические свойства металла труб следует определять по таблице 4.

Т а б л и ц а 3 — Перечень стальных труб, применяемых в газораспределительных системах в районах с температурой воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (температурой эксплуатации) ниже минус 40 °С

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно приложению Б)
ТРУБЫ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ПРЯМОШОВНЫЕ					
1	ГОСТ 10705 (группа В) ГОСТ 10704	Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	10 20 22 26 32 38 45 57 76 89 102 108 114	1,2** 2 2 2 2 2 2 3 3 3 3 3 3	17, 22 1, 2, 4, 5, 14, 16 1, 2, 4, 14, 16, 17, 22 1, 2, 4, 5, 12, 14, 16, 17, 22 1, 2, 4, 5, 12, 14, 18, 22 1, 4, 12, 14, 18, 22 1, 2, 4, 5, 9, 12, 14, 18 1, 2, 4, 5, 9, 12, 14, 16, 17, 19 1, 2, 4, 5, 9, 12, 13, 14, 17, 19 1, 4, 5, 9, 13, 14, 17, 19, 22 4, 5, 9, 13, 14, 16, 17, 19 1, 4, 5, 9, 13, 14, 16, 17, 19 1, 4, 5, 9, 13, 14, 16, 17, 19
2	ТУ 1303-14-ЗР-357-02 (по типу ГОСТ 10705 группа В повышенного качества)	Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050 08 Ю ГОСТ 9045	57 76 89 102 108 114	3	10
3	ТУ 1373-001-25955489 повышенного качества и надежности	Ст3сп ГОСТ 380 10, 20 ГОСТ 1050  09Г2С, 17Г1С ГОСТ 19281 08ГБЮ, 09ГБЮ ТУ 14-1-4538	45 57 76 89 102 108 114  159 168	2 2 2 2,5 2,5 3 3  4 4,5	9
4	ТУ 1383-001-12281990 повышенного качества и надежности	09Г2С, 17ГС ГОСТ 19281	159 168 219 273 325 377 426	4 4 4 5 5 6 6	20
5	ГОСТ 20295 (тип 1 — изготовлены контактной сваркой токами высокой частоты)	09Г2С, 17Г1С, 17Г1С-У категорий 6—8 ГОСТ 19281	159 168 219 273 325 377 426	4 4 5 6 6 6 6	5, 9 1, 5, 9 1, 5 1, 5 5 5 5
6	ГОСТ 20295 (тип 3 — изготовленные электродуговой сваркой)	17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) категорий 6—8 ГОСТ 19281	530 630 720 820	7 8 8 8,5	5, 22 5 5, 22 5, 22

Продолжение таблицы 3

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно приложению Б)
7	ТУ 14-ЗР-1471	09Г2С категорий 6—8 ГОСТ 19281	159 168 219 273 325 377 426 530	4 4 5 6 6 6 7 7	5
8	ТУ 14-3-1160	17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) категорий 6—8 ГОСТ 19281	530 720 820 1020 1220	7 8 9 10 12	22
ТРУБЫ ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ СПИРАЛЬНОШОВНЫЕ					
9	ГОСТ 20295 (тип 2 — изготовленные электродуговой сваркой)	17Г1С (К 52) 17ГС (К 52) категорий 6—8 ГОСТ 19281	159 219 273 325 377 530 620 720 820	4,5 5 6 6 6 7 7 8 8,5	1 1 1 1 1 3 3 3 3
10	ТУ 14-3-1973 с наружным антикоррозионным покрытием	17Г1С (К 52) 7Г1С (К 56) категорий 6—8 ГОСТ 19281	530 630 720 820 1020 1220	7 7 7 8 10 10	3
ТРУБЫ БЕСШОВНЫЕ ГОРЯЧЕДЕФОРМИРОВАННЫЕ					
11	ГОСТ 8731 (группы В и Г) ГОСТ 8732	10, 20 ГОСТ 1050  17ГС, 09Г2С категорий 6—8 ГОСТ 19281 10Г2 ГОСТ 4543	45 57 76 89 102 108 114  127 133 159 168 219 273 325 377 426	3,5 3,5 3,5 3,5 4 4 4  4 4 4,5 5 6 7 9 9 9	14 3, 14, 18 3, 14, 18 3, 14, 18 3, 14 3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19*, 22  3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19*, 22 3, 14, 18, 19* 3, 14 3 3 3 3
12	ТУ 14-3-190	10, 20 ГОСТ 1050	57 76 89 108 114	3,5 3,5 3,5 4 4	14, 18 14, 18 14, 18 14, 18, 22 14, 18, 22

Продолжение таблицы 3

№ п.п.	Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы (минимальная), мм, при рабочем давлении газа до 1,2 МПа (природный газ), 1,6 МПа (СУГ)	Завод-изготовитель (порядковый номер согласно приложению Б)		
		09Г2С категорий 6—8 ГОСТ 19281 10Г2 ГОСТ 4543	127 133 159 168 219	4 4 4,5 5 6	14		
13	ТУ 14-3-1128	20 ГОСТ 1050 09Г2С категорий 6—8 ГОСТ 19281	57 76 89 102 108 114	4 4 4 4 4 4,5	3, 14 3, 14 3, 14 3, 14 3, 14, 22 3, 14, 22		
		09Г2С категорий 6—8 ГОСТ 19281	127 133 159 168 219 273 325 377 426	5 5 5 5 6 8 8 8 9	3, 14, 22 3, 14, 22 3, 14, 22 3, 22 3, 22 14, 22 14, 2 22 22		
ТРУБЫ БЕСШОВНЫЕ ХОЛОДНОДЕФОРМИРОВАННЫЕ И ТЕПЛОДЕФОРМИРОВАННЫЕ							
14	ГОСТ 8733 (группы В и Г) ГОСТ 8734	10, 20 ГОСТ 1050 10Г2 ГОСТ 4543	10 20 22 26 32 38 45 48 57 60 76 102 108	1,2** 2 2 2 2 2 2 3 3 3 3 3 3	14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14, 18 14 14, 22 22		
		ТРУБЫ ВОДОГАЗОПРОВОДНЫЕ					
		15	ГОСТ 3262 (черные, обыкновенные, легкие печной сварки или электросварные термообработанные по всему объему или горячережущие)	В соответствии с ГОСТ 3262	DN15 (21,3)	2,5	14, 17, 19, 22
					DN20 (26,8)	2,5	14, 17, 19, 22
					DN25 (33,5)	2,8	14, 17, 19, 22
					DN32 (42,3)	2,8	14, 17, 19, 22
					DN40 (48,0)	3,0	1, 14, 17, 19, 22
					DN50 (60,0)	3,0	1, 14, 17, 19, 22
					DN65 (75,5)	3,5	1, 14, 17, 19, 22
					DN80 (88,5)	3,5	1, 14, 17, 19, 22

## Окончание таблицы 3

<p><b>Примечания</b></p> <p>1 Трубы по позиции 1 допускается применять для газопроводов давлением до 0,6 МПа. Толщина стенки труб по позиции 1 не должна превышать 4 мм, трубы с толщиной стенки 3—4 мм должны быть термически обработанными.</p> <p>2 Стальные трубы, изготовленные по ГОСТ или ТУ, которыми не предусматривается их деление на группы, но регламентируются требования по химическому составу и механическим свойствам (<math>\sigma_b</math>, <math>\sigma_T</math>, <math>\delta</math>), могут применяться для условий, предусматривающих применение групп В, Г.</p> <p>3 Герметичность стальных труб должна быть гарантирована предприятием-изготовителем методами, предусмотренными соответствующими ГОСТ, ТУ.</p> <p>4 Для газопроводов жидкой фазы СУГ следует применять бесшовные трубы со 100 %-ным контролем трубы основного металла физическими методами контроля. Допускается применять электросварные трубы, при этом трубы до DN 50 должны пройти 100 %-ный контроль сварного шва физическими методами, а трубы DN 50 и более — также испытаниями сварного шва на растяжение.</p> <p>5 Допускается применение труб, наружный диаметр которых не включен в таблицу, но предусмотрен сортаментом стана соответствующего предприятия-изготовителя.</p> <p>6 Трубы с толщиной стенки, обозначенной «**», допускается применять только для импульсных газопроводов.</p> <p>7 Заводы-изготовители (приложение Б) труб по позиции 11, обозначенные «*», выпускают трубы данного диаметра, в том числе из слитка. Такие трубы разрешается применять только при условии 100 %-ного контроля металла труб физическими методами, что должно быть указано в заказе на поставку.</p> <p>8 Трубы, выпускаемые заводами, не включенными в приложение Б, могут быть включены в таблицу только после их апробации в соответствии с требованиями ГОСТ Р 15.201 и при получении разрешения к применению в установленном порядке.</p> <p>9 Гнутые участки газопроводов из труб по позиции 15 должны иметь радиусгиба не менее 2 DN, а требования о термообработке или горячем редуцировании электросварных труб должны быть оговорены в заказе.</p>			
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	--	--	--

Таблица 4

Марка стали	Временное сопротивление $\sigma_b$ , МПа	Предел текучести $\sigma_T$ , МПа	Относительное удлинение $\delta$ , %
	Не менее		
08Ю	255	174	30
08кп	294	174	27
08, 08пс, 10кп	314	196	25
10, 10пс, 15кп, Ст2, сп, Ст2пс, Ст2сп	333	206	24
15, 15пс, 20кп, Ст3, кп, Ст3пс, Ст3сп	372	225	22
20, 20пс	412	245	21

**4.7** Стальные импульсные газопроводы для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики газифицируемого оборудования следует предусматривать из труб, приведенных в таблицах 2 и 3, или согласно данным, приведенным в паспортах на оборудование.

**4.8** Соединительные детали газопроводов должны быть изготовлены в соответствии с ГОСТ (ОСТ).

**4.9** Допускается применение соединительных деталей из стальных бесшовных и сварных труб и листового проката, металл которых отвечает требованиям, предъявляемым к металлу трубы и области применения газопровода, для которого предназначены соединительные детали.

**МЕДНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ**

**4.10** Для внутренних газопроводов рекомендуется применять тянутые или холоднокатаные

медные трубы по ГОСТ 617 круглого сечения в твердом состоянии или в твердом повышенной прочности, нормальной или повышенной точности изготовления с толщиной стенки не менее 1 мм, трубы должны быть испытаны на герметичность на заводе-изготовителе. Материал труб: медь марок М1, М1р, М2, М2р, по ГОСТ 859.

**4.11** Условное обозначение медных труб включает: наименование изделия — труба; способ изготовления; форму сечения; точность изготовления; состояние поставки; наружный диаметр; толщину стенки; марку меди; особые условия; ГОСТ 617.

Условные обозначения медных труб расшифровываются следующим образом:

Способ изготовления: тянутые или холоднокатаные ..... Д  
 Форма сечения: круглая ..... КР  
 Точность изготовления:  
     нормальная ..... Н  
     повышенная ..... П  
 Состояние:  
     твердое ..... Т  
     твердое повышенной прочности ..... Ч  
 Длина:  
     немерная ..... НД  
     кратная мерной ..... КД  
 Особые условия:  
     трубы повышенной точности по длине ..... Б  
     трубы высокой точности по кривизне ..... К

Примечание — знак «Х» ставится вместо отсутствующих данных, кроме длины и особых условий.

Пример:

Труба ДКРНТ 22×1,5×3000 М2 К ГОСТ 617.

Труба тянутая, круглая, нормальной точности изготовления, твердая, диаметром 22 мм, толщиной стенки 1,5 мм, длиной 3000 мм, из меди марки М2, высокой точности по кривизне, по ГОСТ 617.



**4.12** Физико-механические свойства медных труб:

- температура плавления  $\geq 1083$  °С;
- плотность  $8,94$  г/см<sup>3</sup>;
- предел прочности:  $\sigma_b \geq 280$  МПа — для труб в твердом состоянии,  $\sigma_b \geq 310$  МПа — для труб в твердом состоянии повышенной прочности;
- предел текучести  $\sigma_T \geq 68$  МПа;
- относительное удлинение при разрыве  $\delta_{10} \geq 2$  %.

**4.13** Медные трубы поставляются пакетом или отдельно. На каждый пакет труб должен быть прикреплен ярлык с указанием:

- товарного знака или товарного знака и наименования предприятия-изготовителя;
- условного обозначения труб или марки материала, размеров труб, точности изготовления, состояния поставки металла, обозначения ГОСТ 617;
- номера партии;
- штампа технического контроля или номера технического контролера.

На каждой трубе, поставляемой отдельно, также должен быть прикреплен ярлык с вышеуказанными данными.

**4.14** Допускается строительство внутренних газопроводов из импортных медных тянутых или холоднокатаных труб в твердом состоянии и соединительных деталей, разрешенных к применению в установленном порядке. Содержание Си или Си+Аg в материале труб и деталей — не менее 99,9 %, включения фосфора — не более 0,04 %.

Марка меди обозначается:

- Cu-DHP — согласно международному стандарту ISO 1190-1 и европейскому стандарту EN 133/20;
- SF-Cu — согласно национальному стандарту Германии DIN 1787;
- C 106 — согласно национальному стандарту Великобритании BS 1172.

Твердое состояние труб обозначается символами: R290, F30, z6.

Маркировка импортных труб производится согласно требованиям нормативной документации фирмы-поставщика.

**4.15** Соединительные детали изготавливаются из медных труб по рабочим чертежам и технологической документации, утвержденным в установленном порядке.

Соединительные детали испытываются на герметичность по технологии завода-изготовителя.

Виды соединительных деталей приведены в приложении Д.

На наружную поверхность каждого раструба (гладкого конца) соединительной детали наносится маркировка типоразмера. Маркировка импортных соединительных деталей производится согласно требованиям нормативной документации фирмы-поставщика.

На каждое товарное место упакованных соединительных деталей прикрепляется ярлык, на котором указывается:

- наименование или наименование и товарный знак предприятия;
- наименование и условное обозначение деталей;
- гарантийные сроки хранения и эксплуатации;
- номер партии и количество деталей;
- штамп технического контроля или номер технического контролера.

Предприятия-изготовители должны иметь разрешение Госгортехнадзора России на право производства соединительных деталей газопроводов.

**4.16** Размеры труб, раструбов и гладких концов соединительных деталей (приложение Д) приведены в таблице 5.

Сортамент отечественных медных труб и соединительных деталей, применяющихся для строительства газопроводов, и перечень отечественных заводов-изготовителей приведены в приложениях В и Г.

Т а б л и ц а 5

Типоразмер медных труб и соединительных деталей, мм	Допуск диаметра $D_2$ медных труб (гладкого конца детали), мм		Допуск диаметра $D_1$ ( $D_3$ ) соединительных деталей, мм		Ширина зазора «труба—соединительная деталь», мм		Минимальная длина раструбного конца $L_1$ ( $L_3$ ), мм	Минимальная длина раструбного конца $L_2$ , мм
	min	max	min	max	min	max		
12	0	-0,2	+0,15	-0,05	0,02	0,2	9	11
15			+0,006	+0,04			11	13
18							13	15
22	0	-0,24	+0,18	+0,05	0,2	0,24	16	18
28			+0,07	-0,06			19	21
35	0	-0,3	+0,33	+0,07	0,03	0,3	23	25
42			+0,10	-0,08			27	29
54								

**4.17** В качестве припоев следует применять медно-фосфорные припои: ПМФС6-0,15, ТУ 48-3650-10; ПМФОЦр6-4-0,03, ТУ 48-21-663. Медно-фосфорные припои имеют высокую жидкотекучесть и сравнительно низкую температуру плавления (680—850 °С), обеспечивают высокую прочность паяного соединения. Припои ПМФС6-0,15, ТУ 48-3650-10; ПМФОЦр6-4-0,03, ТУ 48-21-663 обладают самофлюсующими свойствами, и пайку этими припоями рекомендуется выполнять без применения флюсов.

## 5 ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ СТАЛЬНЫХ ТРУБ

**5.1** При выборе способа прокладки стальных газопроводов следует руководствоваться требованиями СНиП 42-01, положениями СП 42-101 и настоящего раздела.

**5.2** Допустимые радиусы изгиба газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует определять расчетом из условия прочности и местной устойчивости стенок труб в соответствии с подразделом «Расчет газопроводов на прочность и устойчивость» настоящего СП.

### НАЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

**5.3** Наземная прокладка газопроводов возможна на участках со сложными геологическими условиями (болота II — III типов, скальные грунты, высокий УГВ и т.д.) при соответствующем технико-экономическом обосновании.

**5.4** Наземную прокладку газопроводов следует предусматривать преимущественно в насыпи. Толщина насыпи должна обеспечивать ее устойчивость при деформации грунтового основания.

При пересечении водотоков, а также при необходимости обеспечения поверхностного стока дождевых вод в теле насыпи должны быть предусмотрены водопропуски.

**5.5** Минимальные расстояния от зданий, сооружений и инженерных коммуникаций до наземных газопроводов, проложенных в насыпи, принимают как до подземных газопроводов, для остальных наземных газопроводов — как от надземных газопроводов.

### НАДЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

**5.6** Надземная прокладка газопроводов допускается: на участках переходов через естественные и искусственные преграды; по стенам зданий внутри жилых дворов и кварталов; для межпоселковых газопроводов, расположенных в районах распространения скальных, вечномерзлых грунтов, при наличии оползней, горных выработок, карстов и т.д., где при подземной прокладке по расчетам возможно образование провалов, трещин с напряжениями в газопроводах, превышающими допустимые.

Прокладка газопроводов на опорах по территории поселений, за исключением промышленных зон, не рекомендуется.

**5.7** При проектировании надземного газопровода необходимо предусматривать технические решения, защищающие газопровод от наезда автотранспорта.

**5.8** Газопроводы по стенам зданий рекомендуется прокладывать без нарушений архитектурных элементов фасада на высоте, обеспечивающей возможность осмотра и ремонта газопроводов и исключая возможность их механического повреждения.

**5.9** Расстояние по горизонтали (в свету) от газопроводов до дверных и оконных проемов зданий рекомендуется принимать не менее 0,5 м. Для газопроводов высокого давления следует предусматривать преимущественную прокладку по глухим стенам (или участкам стен) зданий. Допускается прокладка указанных газопроводов под проемами на расстоянии более 5 м.

**5.10** Размещение отключающих устройств на газопроводах под проемами и балконами, расположенными на расстоянии менее 3 м от газопровода, не рекомендуется.

**5.11** Расстояние по горизонтали в свету от надземных газопроводов, проложенных на опорах, до зданий и сооружений следует принимать в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01, СНиП II-89, ПУЭ (приложение Н).

**5.12** При прокладке газопровода на опорах вдоль зданий, расстояние до которых не нормируется, опоры и газопровод не должны препятствовать открыванию оконных и дверных блоков.

**5.13** Высоту от уровня земли до низа трубы (или изоляции) газопровода, прокладываемого на опорах, в соответствии с требованиями СНиП II-89 следует принимать в свету, не менее:

а) в непроезжей части территории, в местах прохода людей — 2,2 м;

б) в местах пересечения с автодорогами (от верха покрытия проезжей части) — 5 м;

в) в местах пересечения с внутренними железнодорожными подъездными путями и путями общей сети — в соответствии с требованиями ГОСТ 9238;

г) в местах пересечения с трамвайными путями — 7,1 м от головки рельса;

д) в местах пересечения с контактной сетью троллейбуса (от верха покрытия проезжей части дороги) — 7,3 м.

В местах нерегулярного проезда автотранспорта (внутренние подъезды к домовладениям и т.д.) высоту прокладки надземных газопроводов допускается сокращать, но не более чем до 3,5 м. При этом на газопроводе следует устанавливать опознавательные знаки, ограничивающие габариты транспорта.

На свободной территории в местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей допускается прокладка газопровода на высоте не менее 0,35 м от поверхности земли до низа трубы (при

ширине группы труб до 1,5 м) и не менее 0,5 м (при ширине группы труб более 1,5 м).

**5.14** Под арками зданий и галереями разрешается прокладка газопроводов низкого давления, а в обоснованных случаях — и среднего давления. На газопроводах в пределах арки (галереи) следует предусматривать использование бесшовных труб и проверку всех сварных стыков и по одному стыку за пределами арки (галереи) физическими методами контроля.

Установка отключающих устройств в пределах арки (галереи) не рекомендуется.

**5.15** Расстояние между опорами (креплениями) газопроводов следует принимать в соответствии с требованиями подраздела «Расчет газопроводов на прочность и устойчивость» настоящего СП.

**5.16** С целью уменьшения перемещений и снижения напряжений в газопроводе от температурных и других воздействий по трассе следует предусматривать, кроме промежуточных опор (скользящих, гибких, маятниковых и т.д.), неподвижные опоры на газопроводе и установку между ними компенсаторов (линзовых, сильфонных), а также самокомпенсацию за счет изменения направления трассы.

**5.17** Расстояния в свету между надземными газопроводами и трубопроводами инженерных коммуникаций при их совместной прокладке следует принимать исходя из условий монтажа, осмотра и возможности ремонта.

Рекомендуемые минимальные расстояния приведены в таблице 6.

Т а б л и ц а 6

Условный диаметр газопровода, мм	Минимальные расстояния, мм, до трубопроводов инженерных коммуникаций диаметром, мм		
	До 300	Св. 300 до 600	Св. 600
До 300	100	150	150
Св. 300 до 600	150	150	200
Св. 600	150	200	300

**5.18** Допускается крепление газопроводов к газопроводам и трубопроводам других инженерных коммуникаций (за исключением трубопроводов, транспортирующих агрессивные жидкости) по согласованию с организациями, в ведении которых находятся данные инженерные коммуникации.

**5.19** При прокладке газопроводов совместно с трубопроводами, транспортирующими агрессивные жидкости, газопровод следует прокладывать выше них на расстоянии не менее 25 см. При наличии на трубопроводах с агрессивными жидкостями разъемных соединений, арматуры, а также при прокладке с ними газопроводов на одной высоте следует предусматривать устройство защитных экранов, предотвращающих попадание агрессивных жидкостей на газопровод.

**5.20** В местах пересечения с естественными и искусственными преградами прокладка газопроводов давлением до 0,6 МПа разрешается по несгораемым конструкциям автомобильных и пешеходных мостов при условии согласования принятого решения с заинтересованными организациями (разработчик проекта и владелец моста).

При прокладке газопроводов по мостам должен быть обеспечен свободный доступ для их осмотра и ремонта.

Газопроводы, прокладываемые по мостам, должны выполняться из бесшовных труб и располагаться таким образом, чтобы исключалась возможность скопления газа в конструкциях моста.

**5.21** При прокладке надземных газопроводов вдоль воздушных линий электропередачи, а также при пересечении с ними и при совместной прокладке газопроводов с электрическими кабелями и проводами следует руководствоваться требованиями ПУЭ.

**5.22** Допускается крепление к газопроводам кабелей, предназначенных для обслуживания газопроводов (силовых, для сигнализации, диспетчеризации, управления задвижками). Кабели в этом случае должны быть заключены в кожух (трубу, короб) и проложены на расстоянии (в свету) не менее 0,5 м от газопровода.

#### ТРЕБОВАНИЯ К СООРУЖЕНИЮ ГАЗОПРОВОДОВ В ОСОБЫХ ПРИРОДНЫХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

##### Многолетнемерзлые грунты

**5.23** При проектировании систем газоснабжения для районов с вечномерзлыми грунтами следует учитывать требования СНиП 42-01, СНиП 2.02.04 и ПБ 12-529.

**5.24** Инженерно-геологические изыскания в районах распространения вечномерзлых грунтов, а также предварительные инженерные изыскания трассы, где возможно развитие криогенных процессов, для прогноза этих процессов должны проводиться в соответствии с требованиями СНиП 11-02.

**5.25** Прокладка газопроводов в зависимости от объемно-планировочных решений застройки, мерзлотно-грунтовых условий по трассе, теплового режима газопровода и принципа использования вечномерзлых грунтов в качестве основания должна приниматься:

- подземной — бесканальной;
- надземной — по опорам, эстакадам, конструкциям зданий и сооружений.

**5.26** Внутри жилых кварталов, на территориях промышленных предприятий в зоне распространения вечномерзлых грунтов должна применяться, как правило, надземная прокладка газопроводов.

**5.27** Высота прокладки надземного газопровода от поверхности земли должна приниматься

в зависимости от рельефа и грунтовых условий местности, теплового воздействия газопровода, но не менее 0,5 м от поверхности земли.

Участки надземных газопроводов, на которых происходит компенсация деформаций за счет перемещений трубы, рекомендуется прокладывать выше максимального уровня снегового покрова не менее чем на 0,1 м.

**5.28** При отличающихся между собой свойствах грунта по трассе газопровода необходимо устройство песчаного основания под газопроводом высотой не менее 10 см на длину в каждую сторону от места стыковки разнородных грунтов не менее 50 диаметров газопровода; засыпка в этом случае должна осуществляться песком на высоту не менее 20 см. Запрещается использовать в качестве оснований под газопроводы пылеватые пески.

**5.29** Конструкция ввода газопровода должна обеспечивать прочность при взаимных перемещениях газопровода и здания из-за температурных перемещений газопровода, осадок здания, просадок или выпучивания грунта путем обеспечения независимости перемещений газопровода и здания за счет установки соответствующих компенсационных устройств.

**5.30** При переходе подземного газопровода через железнодорожные пути предусматриваются мероприятия по предупреждению оттаивания грунта земляного полотна и основания.

### Подрабатываемые территории

**5.31** При проектировании систем газоснабжения, размещаемых над месторождениями полезных ископаемых, где проводились, проводятся или предусматриваются горные разработки, а также проходящих по закарстованным территориям, следует руководствоваться требованиями СНиП 42-01, СНиП 2.01.09, ПБ 12-529.

**5.32** Проект прокладки газопровода на подрабатываемой или закарстованной территории должен, как правило, иметь в своем составе горно-геологическое обоснование.

**5.33** При составлении проекта газораспределения объектов, размещаемых на площадях залегания полезных ископаемых, необходимо учитывать программу развития горных работ на период предполагаемой эксплуатации газопровода.

**5.34** При газоснабжении потребителей, для которых перерывы в подаче газа недопустимы по технологическим или другим причинам, предусматривается подача газа этим потребителям от двух газопроводов, прокладываемых по территориям, подработка которых начнется в разное время, с обязательным кольцеванием газопроводов.

**5.35** Прочность и устойчивость газопроводов, проектируемых для прокладки на подрабатываемых или закарстованных территориях, должны, как правило, обеспечиваться за счет:

- увеличения подвижности газопровода в грунте;

- снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод.

Для обеспечения подвижности газопровода в грунте и снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод предусматриваются: применение компенсаторов, устанавливаемых в специальных нишах, предохраняющих компенсаторы от заземления грунтом, применение малозаземляющих материалов для засыпки траншеи после укладки труб.

В качестве малозаземляющих материалов для засыпки траншей газопровода следует применять песок, песчаный грунт и другой грунт, обладающий малым сцеплением частиц.

Протяженность зоны защиты газопровода определяется длиной мульды сдвижения, увеличенной на  $150d_c$  в каждую сторону от границы мульды сдвижения.

На участках пересечения газопроводами мест тектонических нарушений, у границ шахтного поля или границ оставляемых целиков, у которых по условиям ведения горных работ ожидается прекращение всех выработок, предусматривается установка компенсаторов.

**5.36** Вводы газопроводов в здания при прокладке газопроводов на подрабатываемых и закарстованных территориях должны отвечать требованиям СНиП 42-01 и ПБ 12-529.

**5.37** Надземная прокладка газопроводов рекомендуется, если по данным расчета напряжения в подземных газопроводах не могут соответствовать требованиям прочности, а уменьшение напряженности газопроводов путем устройства подземных компенсаторов связано со значительными затратами.

Кроме того, надземными рекомендуется предусматривать: переходы газопроводов через реки, овраги, железные и автомобильные дороги в выемках, а также места, где возможно, по данным горно-геологического обоснования, образование провалов и трещин.

Опоры газопроводов должны иметь регулируемый по высоте ригель.

**5.38** На газопроводах в пределах подрабатываемых и закарстованных территорий предусматривают установку контрольных трубок.

Контрольные трубки устанавливают на углах поворота (кроме выполненных упругим изгибом) и в местах разветвления сети.

Для предохранения от механических повреждений контрольные трубки в зависимости от местных условий выводят под ковер или другое защитное устройство.

**5.39** В местах пересечения газопроводов с другими подземными коммуникациями, проложенными в каналах и коллекторах, предусматривают уплотнительные устройства (глиняные экраны, футляры на газопроводе и др.) и установку контрольных трубок.

**5.40** Крепление к газопроводу элементов электрохимической защиты должно быть, как правило, податливым, обеспечивающим их сохранность в процессе деформации земной поверхности.

### Сейсмические районы

**5.41** При проектировании наружных газопроводов, предназначенных для прокладки в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов для надземных и свыше 8 баллов для подземных газопроводов, следует руководствоваться требованиями СНиП 42-01, СНиП II-7 и ПБ 12-529.

**5.42** Определение сейсмичности трассы газопровода производится на основании сейсмического микрорайонирования или в соответствии с указаниями, приведенными в СНиП II-7.

**5.43** Для ГРП с входным давлением свыше 0,6 МПа и предприятий с непрерывными технологическими процессами предусматривают наружные обводные газопроводы с установкой отключающих устройств.

**5.44** Размещение запорной арматуры (отключающих устройств) предусматривается в соответствии с требованиями СНиП 42-01.

**5.45** При пересечении газопроводом участков трассы с грунтами, резко отличающимися друг от друга сейсмическими свойствами, рекомендуются устройство траншеи с пологими откосами и засыпка газопровода крупнозернистым песком, песчаным грунтом и т.д. Грунтовое основание газопровода должно быть уплотнено.

**5.46** На надземных газопроводах, прокладываемых в районах с сейсмичностью 8 и 9 баллов, предусматриваются компенсирующие устройства в местах пересечения естественных и искусственных препятствий, присоединения газопроводов к оборудованию, установленному на фундаменты (резервуары СУГ, компенсаторы, насосы и т. д.), а также на вводах в здания.

**5.47** На участках пересечения трассой газопровода активных тектонических разломов рекомендуется применять надземную прокладку.

**5.48** Переходы газопроводов через реки, овраги и железнодорожные пути в выемках можно предусматривать надземными.

**5.49** Конструкции опор надземных газопроводов должны обеспечивать возможность перемещений газопроводов, возникающих во время землетрясения.

**5.50** Ввод газопровода в здание осуществляется через проем, размеры которого должны, как правило, превышать диаметр газопровода не менее чем на 200 мм. Эластичная водонепроницаемая заделка между трубой и проемом не должна препятствовать возможному взаимному смещению газопровода и здания.

**5.51** Контрольные трубки на подземных газопроводах предусматриваются в местах врезки газопроводов, на углах поворота (кроме выполненных упругим изгибом), в местах пересечения с подземными инженерными коммуникациями, проложенными в каналах и коллекторах, а также на вводах в здания.

### Районы с пучинистыми, просадочными, набухающими и насыпными грунтами

**5.52** При проектировании подземных газопроводов для районов с пучинистыми, проса-

дочными, набухающими и насыпными грунтами следует руководствоваться требованиями СНиП 42-01, СНиП 2.02.01, СНиП 2.01.09 и ПБ 12-529.

**5.53** Газопроводы для районов с просадочными, набухающими и насыпными грунтами проектируют с учетом свойств этих грунтов, предусматривая мероприятия по уменьшению деформации основания, например уплотнение грунтов, химическое закрепление, водозащитные и конструктивные мероприятия, с учетом имеющегося опыта использования таких грунтов в районе строительства в качестве оснований под здания и сооружения.

**5.54** Глубина прокладки газопроводов при одинаковой степени пучинистости по трассе принимается до верха трубы:

- в среднелучинистых и сильнопучинистых грунтах не менее 0,8 нормативной глубины промерзания;

- в чрезмернопучинистых грунтах не менее 0,9 нормативной глубины промерзания, но не менее значений, определяемых требованиями СНиП 42-01.

**5.55** Глубина прокладки газопроводов в грунтах неодинаковой степени пучинистости по трассе (резко меняющийся состав грунта, изменение уровня грунтовых вод, переход газопровода из проезжей части дороги в газон и др.) принимается не менее 0,9 нормативной глубины промерзания, но не менее значений, определяемых требованиями СНиП 42-01.

**5.56** Прокладка газопроводов в слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности грунтах предусматривается в соответствии с требованиями подраздела «Подземные газопроводы» СНиП 42-01.

**5.57** Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в пучинистых, просадочных или набухающих грунтах, определяются требованиями подраздела «Расчет газопроводов на прочность и устойчивость».

**5.58** Противокоррозионная изоляция вертикальных участков подземных газопроводов и футляров (вводы в здания и ГРП, конденсатосборники, гидрозатворы и др.) предусматривается из полимерных материалов.

**5.59** Для резервуарных установок СУГ с подземными резервуарами в среднелучинистых и сильнопучинистых грунтах предусматривается надземная прокладка соединяющих резервуары газопроводов жидкой и паровой фаз.

**5.60** При проектировании колодцев в пучинистых грунтах предусматриваются мероприятия по их защите от воздействия сил морозного пучения (гравийная или гравийно-песчаная засыпка пазух, обмазка внешней стороны стен гидроизоляционными или несмерзающимися покрытиями, например железнение, и др.). Над перекрытием колодцев устраивается асфальтовая отмостка, выходящая за пределы пазух не менее чем на 0,5 м.

### Болота и заболоченные участки

**5.61** При проектировании систем газоснабжения на болотах и заболоченных участках следует учитывать требования СНиП 42-01, СНиП 2.02.01 и ПБ 12-529.

**5.62** Прокладка по болотам и заболоченным участкам должна предусматриваться, как правило, прямолинейной с минимальным числом поворотов. В местах поворотов следует применять упругий изгиб газопроводов.

**5.63** Укладка газопроводов предусматривается:

- на болотах I типа, при мощности торфяного слоя:

- более 0,8 глубины промерзания — в торфяном слое;
- менее 0,8 глубины промерзания — в траншее минерального основания, но не менее 1,0 м от верха трубы;

- на болотах II и III типов независимо от мощности торфяного слоя — в траншее минерального основания, но не менее требований СНиП 42-01.

Тип болота принимается согласно классификации СНиП III-42.

**5.64** Участки газопроводов, прокладываемые через болота или заболоченные участки, рассчитываются против всплытия (на устойчивость положения). Для обеспечения устойчивости положения следует предусматривать специальные конструкции и устройства для балластировки (утяжеляющие покрытия, балластирующие устройства с использованием грунта и др.)

**5.65** При закреплении газопровода анкерными устройствами лопасть анкера не должна находиться в слое торфа или заторфованного грунта, не обеспечивающем надежное закрепление анкера.

### РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И УСТОЙЧИВОСТЬ

**5.66** Расчет газопроводов на прочность и устойчивость положения (против всплытия) включает: определение толщин стенок труб и соединительных деталей по рабочему (нормативному) давлению, проведение поверочного расчета принятого конструктивного решения, т. е. оценку допустимости назначенных радиусов упругого изгиба газопровода и температурного перепада, определение необходимой величины балластировки, определение расстояний между опорами (при надземной прокладке газопроводов).

Прочность и устойчивость газопроводов обеспечиваются и на стадиях сооружения, испытания и эксплуатации.

Буквенные обозначения величин и единицы их измерения, используемые в расчетах и формулах данного раздела, приведены в приложении Е.

### Расчетные характеристики материала газопроводов

**5.67** Расчетными характеристиками материала газопроводов являются: временное сопротивление и предел текучести металла труб и

сварных соединений, принимаемые по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, модуль упругости материала труб, коэффициент линейного теплового расширения, коэффициент Пуассона, плотность материала труб.

**5.68** Модуль упругости материала труб принимается равным:  $E = 206000$  МПа.

**5.69** Коэффициент линейного теплового расширения материала труб принимается равным:  $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5}$ ,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ .

**5.70** Коэффициент Пуассона материала труб принимается равным:  $\mu = 0,3$ .

**5.71** Плотность материала труб принимается равной:  $\rho_q = 7850$  кг/м<sup>3</sup>.

### Нагрузки и воздействия

**5.72** Нагрузки и воздействия, действующие на газопроводы, различаются на:

- силовые нагрузки — внутреннее давление газа, вес газопровода, обустройств и транспортируемого газа, давление грунта, гидростатическое давление и выталкивающая сила воды, снеговая, гололедная и ветровая нагрузки, нагрузки, возникающие при укладке и испытании;

- деформационные нагрузки — температурные воздействия, воздействия предварительного напряжения (упругий изгиб, растяжка компенсаторов и т. д.), воздействия неравномерных деформаций грунта (просадки, пучения, деформации земной поверхности в районах горных выработок и т. д.);

- сейсмические воздействия.

**5.73** Рабочее (нормативное) давление транспортируемого газа устанавливается проектом.

**5.74** Собственный вес единицы длины газопровода определяется по формуле (3)

$$q_q = \pi \rho_q g (d_e - t_{\text{ном}}) t_{\text{ном}} \quad (\text{Н/м}). \quad (3)$$

**5.75** Вес транспортируемого газа в единице длины газопровода определяется по формуле (4)

$$q_g = 10^2 p (d_e - 2t_{\text{ном}})^2 \quad (\text{Н/м}). \quad (4)$$

**5.76** Давление грунта на единицу длины газопровода определяется по формуле (5)

$$q_m = \rho_m g d_e h_m \quad (\text{Н/м}). \quad (5)$$

**5.77** Гидростатическое давление воды определяется по формуле (6)

$$p_w = \rho_w g h_w 10^{-6} \quad (\text{МПа}). \quad (6)$$

**5.78** Выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода определяется по формуле (7)

$$q_w = \frac{\pi}{4} \rho_w g d_e^2 \quad (\text{Н/м}). \quad (7)$$

**5.79** Вес снега на единицу длины надземного газопровода определяется по формуле (8)

$$v_s = \mu_c s_0 d_e \quad (\text{Н/м}), \quad (8)$$

где  $\mu_c = 0,2$  для газопроводов диаметром до 600 мм включительно и 0,3 — св. 600 мм.

Нормативная снеговая нагрузка  $s_0$  (Н/м<sup>2</sup>) должна приниматься по СНиП 2.01.07.

**5.80** Вес обледенения на единицу длины надземного газопровода определяется по формуле (9)

$$v_1 = 1,9t_i\gamma_i d_e \text{ (Н/м)}, \quad (9)$$

где  $t_i$  — толщина слоя, м;  
 $\gamma_i$  — плотность гололеда, Н/м<sup>3</sup>.

Величины необходимо принимать по СНиП 2.01.07.

**5.81** Ветровая нагрузка на единицу длины надземного газопровода, действующая перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости, определяется по формуле (10)

$$w_n = w_0 d_e k (1 + 0,7\zeta) \text{ (Н/м)}, \quad (10)$$

где  $w_0$  — нормативное значение ветрового давления, принимаемое в зависимости от ветрового района России по СНиП 2.01.07;

$k, \zeta$  — коэффициенты, принимаемые по таблице 7, в зависимости от типа местности.

Т а б л и ц а 7

Коэффициент	Тип местности		
	А	В	С
$k$	0,75	0,5	0,4
$\zeta$	0,85	1,22	1,78

В таблице 7 типы местности определяются:

А — открытые побережья морей, озер и водохранилищ, пустыни, степи, лесостепи, тундра;

В — городские территории, лесные массивы и другие местности, равномерно покрытые препятствиями высотой более 10 м;

С — городские районы с застройкой зданиями высотой более 25 м.

**5.82** Температурный перепад в газопроводе принимается равным разности между температурой газа в процессе эксплуатации газопровода (наименьшей или наибольшей) и температурой, при которой фиксируется расчетная схема газопровода.

**5.83** Воздействие от предварительного напряжения газопровода (упругий изгиб по заданному профилю) определяется по принятому конструктивному решению газопровода.

**5.84** Воздействия от неравномерных деформаций грунта (просадки, пучение, влияние горных выработок и т. д.) определяются на основании анализа грунтовых условий и возможного их изменения в процессе эксплуатации газопровода.

**5.85** Сейсмические воздействия на надземные газопроводы принимаются согласно СНиП II-7.

### Определение толщины стенок труб и соединительных деталей

**5.86** Расчетные толщины стенок труб, отводов, переходов, днищ и основной трубы тройников определяются по формуле (11)

$$t = \frac{p d_e \eta}{2(R + 0,6p)}, \quad (11)$$

где значения расчетного сопротивления  $R$  определяются по формуле (12)

$$R = \min \left( \frac{R_{un}}{2,6}; \frac{R_{yn}}{1,5} \right). \quad (12)$$

Толщина стенки ответвления тройникового соединения определяется по формуле (13)

$$t_{(2)} = t_{(1)} \frac{R_{(1)}}{R_{(2)}} \cdot \frac{d_{e2}}{d_{e1}}, \quad (13)$$

где  $R_{(1)}, R_{(2)}$  — определяются по формуле (12) соответственно для основной трубы и ответвления тройникового соединения;

$t_{(1)}$  и  $t_{(2)}$  — толщины стенок основной трубы и ответвления.

Номинальная толщина стенки трубы принимается: для подземных газопроводов — не менее 3 мм, для надземных — не менее 2 мм.

Нормативные сопротивления  $R_{un}$  и  $R_{yn}$  принимаются равными минимальным значениям соответственно временного сопротивления и предела текучести материала труб и соединительных деталей по государственным стандартам и техническим условиям на трубы и соединительные детали.

**5.87** Значения коэффициентов несущей способности труб и соединительных деталей принимаются:

- для труб, заглушек и переходов — 1,0;

- для тройниковых соединений и отводов —  $a\zeta + b$ ,

где  $\zeta = \frac{d_{e2}}{d_{e1}}$  — для тройниковых соединений;

$\zeta = \frac{r}{d_e}$  — для отводов.

Значения коэффициентов  $a$  и  $b$  принимаются: для тройниковых соединений по таблице 8, для отводов — по таблице 9.

Т а б л и ц а 8

$\frac{d_{e2}}{d_{e1}}$	Тройниковые соединения			
	Сварные без усиливающих накладок		Бесшовные и штампосварные	
	$a$	$b$	$a$	$b$
От 0,00 до 0,15	0,00	1,00	0,22	1,00
» 0,15 » 0,50	1,60	0,76	0,62	0,94
» 0,50 » 1,00	0,10	1,51	0,40	1,05

Т а б л и ц а 9

$\zeta$	$a$	$b$
От 1,0 до 2,0	0,3	1,6
Более 2,0	0,0	1,0

**5.88** Допускаемое рабочее давление для труб, отводов, днищ и основной трубы тройников, если известны номинальная толщина стенки трубы или соединительной детали  $t_{\text{ном}}$ , механические свойства материала, из которого изготовлен рассматриваемый элемент, т. е.  $R_{\text{ин}}$  и  $R_{\text{ун}}$ , определяется по формуле (14)

$$p = \frac{2Rt_{\text{ном}}}{\eta d_e - 1, 2t_{\text{ном}}}, \quad (14)$$

где значение  $R$  определяется по условию (12).

Для тройникового соединения должно соблюдаться и условие (13).

#### Проверка прочности подземных газопроводов

**5.89** Проверка прочности подземного газопровода состоит в соблюдении следующих условий:

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{прNS}} &\leq 1,15R; \\ \sigma_{\text{прS}} &\leq 1,3R; \end{aligned} \quad (15)$$

- при совместном действии всех нагрузок силового и деформационного нагружений и сейсмических воздействий:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{прNS}} &\leq 1,3R; \\ \sigma_{\text{прS}} &\leq 1,6R. \end{aligned} \quad (16)$$

При отсутствии 100 %-ного контроля сварных швов газопроводов правые части условий (15) и (16) должны приниматься с понижающим коэффициентом 0,85.

Значения  $\sigma_{\text{прNS}}$  и  $\sigma_{\text{прS}}$  определяются по формулам (17) и (18):

$$\sigma_{\text{прNS}} = \left| \frac{\mu p (d_e - 1, 2t_{\text{ном}})}{2t_{\text{ном}}} - \alpha \Delta t E \right| + \sigma_c \text{ (МПа);} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{прS}} = & \left| \frac{\mu p (d_e - 1, 2t_{\text{ном}})}{2t_{\text{ном}}} - \alpha \Delta t E \right| + \\ & + \frac{Ed_e}{2\rho} + \sigma_{\text{оу}} + \sigma_c \text{ (МПа),} \end{aligned} \quad (18)$$

где  $\sigma_{\text{оу}}$  — дополнительное напряжение в газопроводе, обусловленное прокладкой его в особых условиях;

$\sigma_c$  — дополнительные напряжения в газопроводе, обусловленные прокладкой его в сейсмических районах.

**5.90** Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в пучинистых грунтах, принимаются в зависимости от глубины промерзания по таблице 10.

Т а б л и ц а 10

Глубина промерзания, м	Значения дополнительных напряжений, МПа, при пучинистости грунта		
	средней	сильной	чрезмерной
1,0	20	30	40
2,0	30	40	50
3,0	40	50	60
4,0	50	60	70

Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в средне-набухающих грунтах и грунтах II типа просадочности, в сильно набухающих грунтах и на подрабатываемых территориях, принимаются равными соответственно 40 МПа и 60 МПа.

Дополнительные напряжения учитываются в пределах рассматриваемого участка и на расстояниях  $40d_c$  в обе стороны от него.

Дополнительные напряжения при прокладке газопроводов в слабонабухающих и слабопучинистых грунтах, в грунтах I типа просадочности не учитываются.

Значения дополнительных напряжений, обусловленных прокладкой газопроводов в сейсмических районах, определяются по формуле (19)

$$\sigma_c = 0,04E \frac{m_0 a_c}{v_c} \text{ (МПа).} \quad (19)$$

Значения коэффициента заземления газопровода в грунте  $m_0$ , скоростей распространения продольных сейсмических волн  $v_c$  и сейсмических ускорений  $a_c$  определяются по таблицам 11 и 12.

Т а б л и ц а 11

Грунты	Коэффициент заземления газопровода в грунте $m_0$	Скорость распространения продольной сейсмической волны $v_c$ , км/с
Насыпные, рыхлые пески, супеси, суглинки и другие, кроме водонасыщенных	0,50	0,12
Песчаные маловлажные	0,50	0,15
Песчаные средней влажности	0,45	0,25
Песчаные водонасыщенные	0,45	0,35
Супеси и суглинки	0,60	0,30
Глинистые влажные, пластичные	0,35	0,50



Окончание таблицы 11

Грунты	Коэффициент заземления газопровода в грунте $m_0$	Скорость распространения продольной сейсмической волны $v_c$ , км/с
Глинистые, полутвердые и твердые	0,70	2,00
Лесс и лессовидные	0,50	0,40
Торф	0,20	0,10
Низкотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,00	2,20
Высокотемпературные мерзлые (песчаные, глинистые, насыпные)	1,00	1,50
Гравий, щебень и галечник	См. примеч. 2	1,10
Известняки, сланцы, песчаники (слабовыветренные и сильновыветренные)	То же	1,50
Скальные породы (монолиты)	»	2,20

**Примечания**  
 1 В таблице приведены наименьшие значения  $v_c$ , которые следует уточнять при изысканиях.  
 2 Значения коэффициента заземления газопровода следует принимать по грунту засыпки.

Таблица 12

Сила землетрясения, баллы	7	8	9	10
Сейсмическое ускорение $a_c$ , см/с <sup>2</sup>	100	200	400	800

**5.91** Для газопроводов, прокладываемых в обычных условиях, зависимости между максимально допустимым температурным перепадом и минимально допустимым радиусом упругого изгиба для различных значений рабочих давлений и расчетных сопротивлений даны на рисунках 1—3.

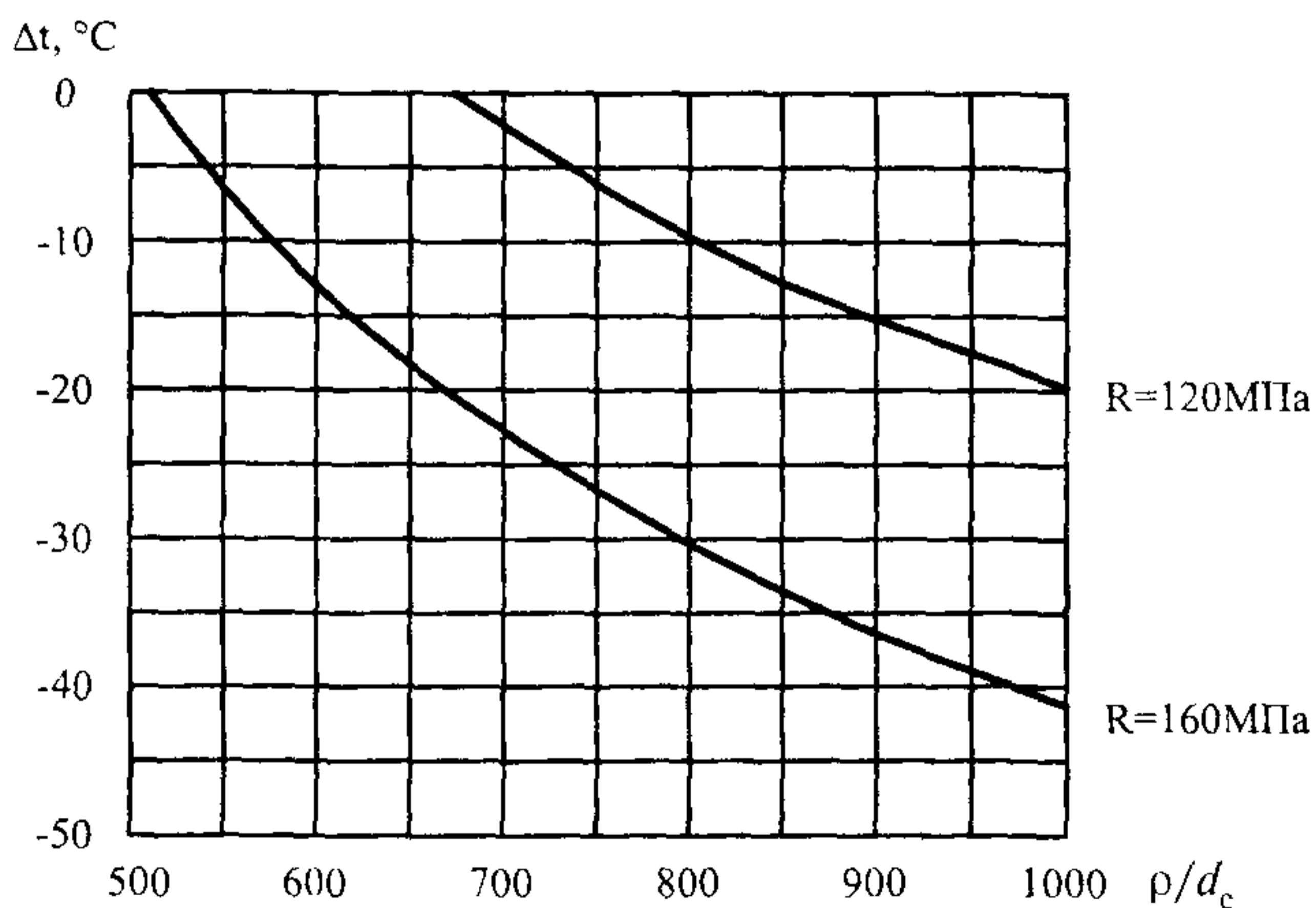


Рисунок 1

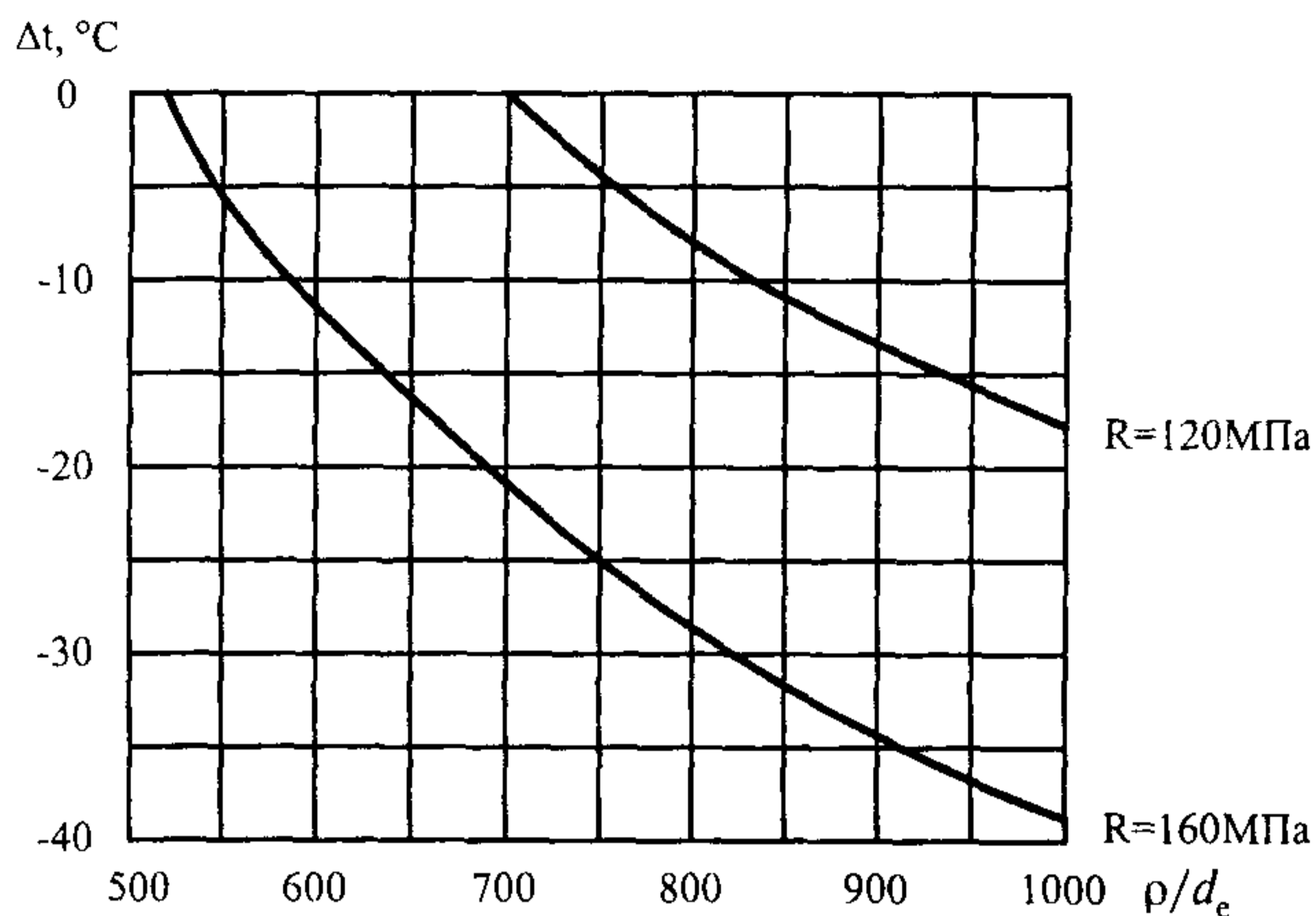


Рисунок 2

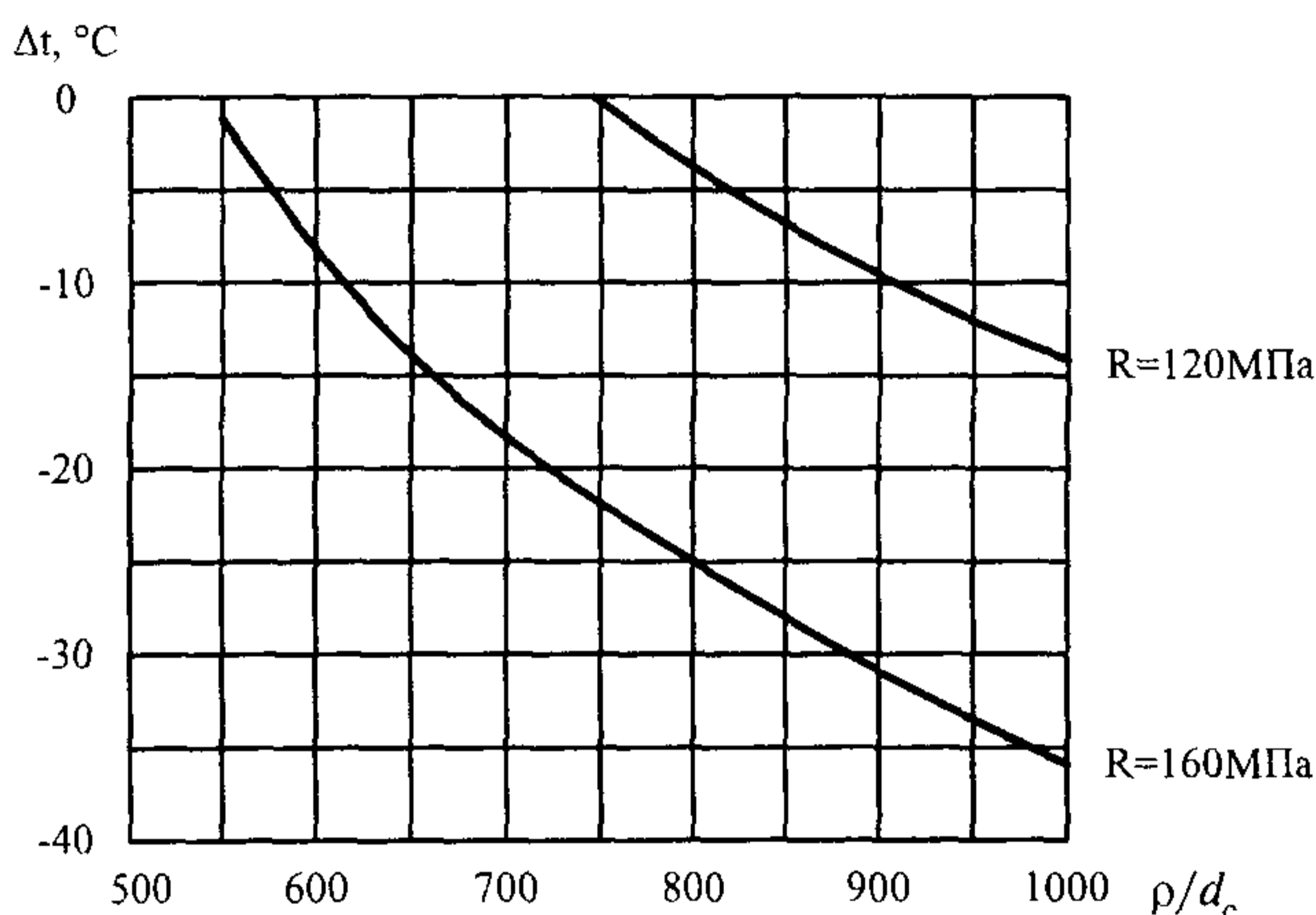


Рисунок 3

**Определение необходимой величины балластировки**

**5.92** Для обеспечения проектного положения газопроводов на подводных переходах, на участках прогнозного обводнения, на периодически обводняемых участках применяются следующие виды балластировки:

- пригрузки из высокоплотных материалов (железобетон, чугун и др.);
- минеральный грунт обратной засыпки, закрепляемый нетканым синтетическим материалом (НСМ);
- анкерные устройства.

**5.93** При балластировке газопровода пригрузами из высокоплотных материалов (железобетон, чугун и др.) расстояния между ними должны быть, как правило, не более определяемых формулой (20)

$$L_{пр} \leq \frac{Q_{пр} \gamma_b (\rho_b - \gamma_a \rho_w)}{\rho_b [\gamma_a (q_w + q_{изг}) - q_q]} \text{ (м)}. \quad (20)$$

Здесь нагрузка от упругого отпора газопровода  $q_{изг}$  при изгибе газопровода в вертикальной плоскости определяется по формулам (21) и (22):

для выпуклых кривых  $q_{изг} = \frac{8EI}{9\beta^2 \rho^3} 10^6 \text{ (Н/м)}; \quad (21)$

$$\text{для вогнутых кривых } q_{\text{изг}} = \frac{32EI}{9\beta^2\rho^3} 10^6 \text{ (Н/м)}. \quad (22)$$

Значения коэффициента надежности устойчивого положения для различных участков газопровода принимаются по таблице 13.

Таблица 13

Участок газопровода	Значение $\gamma_a$
Обводненные и пойменные, за границами производства подводно-технических работ, участки трассы	1,05
Русловые участки трассы, включая прибрежные участки в границах производства подводно-технических работ	1,10

Коэффициент надежности по материалу пригруза принимается: для железобетонных грузов и мешков с цементно-песчаной смесью — 0,85; для чугунных грузов — 0,95.

Вес пригруза принимается по соответствующим стандартам или ТУ.

**5.94** При балластировке газопровода грунтом обратной засыпки, закрепляемым нетканым синтетическим материалом (НСМ), высота грунта, закрепляемого в траншее НСМ (расстояние от оси трубы до верха закрепляемого НСМ грунта), должна быть, как правило, не менее величины, определяемой формулой (23)

$$H_0 \geq \frac{(a^2 + b^2)^{0,5} - a}{c} \quad (\text{м}), \quad (23)$$

$$\text{где } a = q_p d_e + \frac{0,7kc_p}{\cos(0,7\varphi)};$$

$$b = 4kq_p \text{tg}(0,7\varphi) \times \left[ \frac{\pi}{8} q_p d_e^2 + \frac{\gamma_a(q_w + q_{\text{ПК}}) - q_g}{0,7} \right];$$

$$c = 2kq_p \text{tg}(0,7\varphi).$$

$$\text{Здесь } q_p = g \frac{\rho_p - \gamma_a \rho_w}{1 + e};$$

$k$  — безразмерный коэффициент, численно равный внешнему диаметру трубы, м.

Значения  $c_p$ ,  $\varphi$ ,  $\rho_p$  и  $e$  принимаются по результатам инженерных изысканий по трассе газопровода. Допускается определение этих величин по соответствующей нормативно-технической документации.

**5.95** При балластировке газопровода анкерными устройствами расстояния между ними должны быть, как правило, не более определяемых формулой (24)

$$L_b \leq \frac{z\gamma_{ca} \Phi_a \gamma_b (\rho_b - \gamma_a \rho_w)}{\gamma_{ma} \rho_b [\gamma_a (q_w + q_{\text{ПК}}) - q_g]} \quad (\text{м}). \quad (24)$$

Здесь коэффициент условий работы  $\gamma_{ca}$  анкерного устройства принимается:

$$\text{при } z = 1 \text{ или } z \geq 2 \text{ и } d_c/d_a \geq 3, \gamma_{ca} = 1;$$

$$\text{при } z \geq 2 \text{ и } 1 \leq d_c/d_a \leq 3, \gamma_{ca} = 0,25 \left( 1 + \frac{d_c}{d_a} \right);$$

несущая способность анкера  $\Phi_a$ , Н, определяется расчетом или по результатам полевых испытаний согласно СНиП 2.02.03;

коэффициент надежности анкера  $\gamma_{ma}$  принимается равным 1,4 при определении несущей способности анкера расчетом и 1,25 при определении несущей способности анкера по результатам полевых испытаний статической нагрузкой.

### Определение пролетов надземных газопроводов

**5.96** Расстояние между опорами надземных газопроводов, укладываемых на опоры с обеспечением компенсации температурных удлинений (например, путем установки П-образных,  $\Omega$ -образных или линзовых компенсаторов), должно удовлетворять условиям:

- статической прочности;
- предельно допустимому прогибу;
- динамической устойчивости.

В случае необходимости удовлетворения всех условий расстояние между опорами принимается наименьшим из определенных по этим условиям.

Конструкции опор надземных газопроводов, прокладываемых по вечномёрзлым, пучинистым, просадочным, набухающим или насыпным грунтам, устраивают так, чтобы позволять восстанавливать проектное положение газопроводов, а величины пролетов в этих случаях принимают с коэффициентом 0,9.

Расстояния между неподвижными опорами рекомендуется принимать согласно таблице 14.

Таблица 14

Диаметр газопровода, мм	Расстояние между неподвижными опорами, м, не более
До 300	100
Св. 300 до 600	200
» 600	300

**5.97** При определении величин пролетов различают средние и крайние пролеты (рисунок 4). Средние пролеты не должны, как правило, отличаться друг от друга более чем на 20%. Расстояние между опорами крайнего пролета составляет 80% расстояния между опорами среднего пролета.

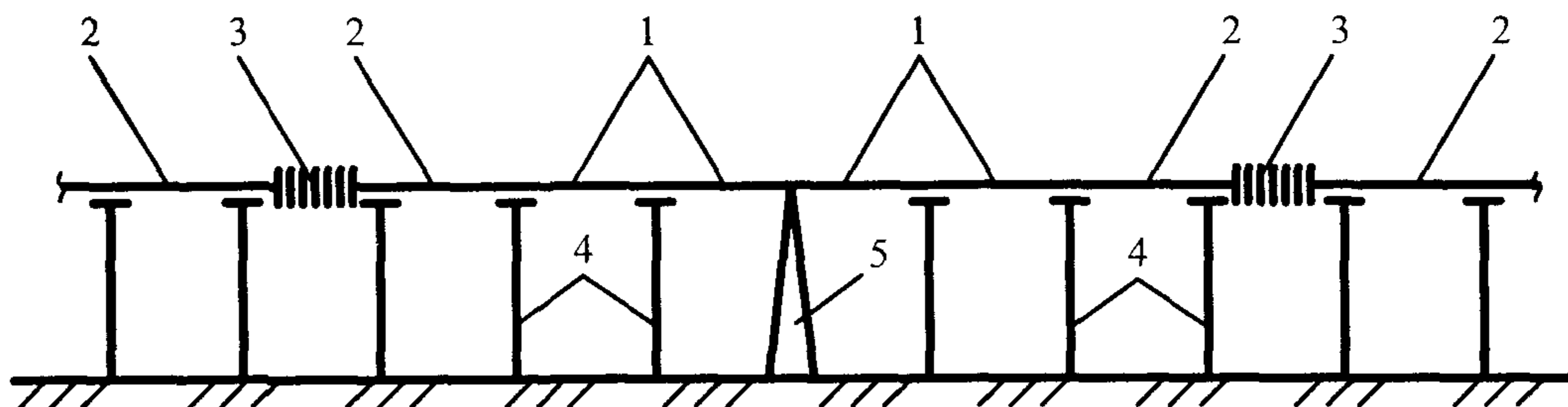


Рисунок 4

1 — средний пролет; 2 — крайний пролет; 3 — компенсатор; 4 — подвижная опора; 5 — неподвижная опора

**5.98** Величина среднего пролета газопровода из условия статической прочности, которое должно удовлетворяться во всех случаях, определяется по формуле (25)

$$L_{ст} = (d_e - t_{ном}) \left( \frac{3\pi t_{ном} R}{q} \right)^{1/2} \times \left\{ 1 - 0,75 \left[ \frac{p(d_e - 1,2t_{ном})}{2t_{ном} R} \right]^2 \right\}^{1/4} 10^3 \text{ (м)}, \quad (25)$$

где  $q = [(q_g + q_s + v_s + v_i)^2 + w_n^2]^{1/2}$  (Н/м), (26)

при этом в выражении для  $q$  из нагрузок снеговой  $v_s$  и гололедной  $v_i$  принимается одна — большая.

**5.99** Для газопроводов, в которых возможно образование конденсата при их отключении, величина среднего пролета не превышает величины

$$L_{пр} \leq 875\psi d_e \left( \frac{t_{ном}}{q} \right)^{1/4} \text{ (м)}, \quad (27)$$

здесь  $q$  — определяется по формуле (26);  
 $\psi$  — по таблице 15 в зависимости от диаметра газопровода и его уклона.

Таблица 15

Уклон газопровода	Коэффициент $\psi$ для условных диаметров газопровода, мм		
	100 и менее	300	500
0,000	1,00	1,00	1,00
0,001	1,33	1,26	1,23
0,002	1,54	1,44	1,39
0,003	1,72	1,58	1,53
0,004	1,86	1,72	1,66
0,005	2,00	1,85	1,79
0,006	2,13	1,98	1,92
0,007	2,26	2,10	2,04
0,008	2,38	2,22	2,16
0,009	2,50	2,33	2,27
0,010	2,61	2,44	2,38

**5.100** Величина среднего пролета газопровода из условия динамической устойчивости (расчет на резонанс) не превышает величины:

$$L = 430d_e \left( \frac{d_e k_c^2 t_{ном}}{q_g + q_s + v_s + v_i} \right)^{1/4} \text{ (м)}, \quad (28)$$

здесь из нагрузок снеговой  $v_s$  и гололедной  $v_i$  принимается одна — большая.

Значение коэффициента  $k_c$  принимается по таблице 16 в зависимости от числа пролетов.

Таблица 16

Число пролетов	1	2	3	4	5	6	>6
$k_c$	3,56	2,46	2,01	1,83	1,74	1,69	1,57

Расчет на динамическую устойчивость выполняется только для надземных газопроводов, прокладываемых на открытых участках трассы.

При прокладке надземных газопроводов по стенам зданий и сооружений расчет на динамическую устойчивость не требуется.

**5.101** Нагрузками, действующими на опоры газопроводов, являются:

- вертикальные;
- горизонтальные вдоль оси газопровода;
- горизонтально перпендикулярные оси газопровода.

Вертикальная нагрузка  $A_B$  определяется по формуле (29)

$$A_B = q_B \frac{L_{лев} + L_{пр}}{2} \text{ (Н)}, \quad (29)$$

где  $q_B = q_g + q_s + v_s + v_i$ , Н/м;

$L_{лев}$ ,  $L_{пр}$  — величины пролетов слева и справа от рассматриваемой опоры;

при этом в выражении для  $q_B$  из нагрузок снеговой  $v_s$  и гололедной  $v_i$  принимается одна — большая.

Горизонтальные нагрузки вдоль оси газопровода определяются по формулам (30) и (31):

на подвижные опоры:

$$A_{\text{гп}} = 0,3A_{\text{в}} \text{ (Н)}, \quad (30)$$

где 0,3 — коэффициент трения металла о металл;

на неподвижные опоры:

$$A_{\text{гп}} = (\sum_1 A_{\text{гп}} + N_{\text{к}}) - 0,8(\sum_2 A_{\text{гп}} + N_{\text{к}}) \text{ (Н)}, \quad (31)$$

где  $\sum_1 A_{\text{гп}}$  и  $\sum_2 A_{\text{гп}}$  — суммы продольных горизонтальных усилий, действующих на промежуточные подвижные опоры на участках от неподвижной опоры до компенсаторов слева и справа;

$N_{\text{к}}$  — отпор компенсатора, определяемый по правилам строительной механики с учетом гибкости отводов и поперечных перемещений на участках  $40 d_{\text{с}}$  от угла поворота.

Индекс 1 относится к большей величине ( $\sum A_{\text{гп}} + N_{\text{к}}$ ) слева или справа от рассчитываемой неподвижной опоры.

Горизонтальная нагрузка, перпендикулярная оси трубопровода, определяется по формуле (32)

$$A_{\text{го}} = w_{\text{n}} \frac{L_{\text{лев}} + L_{\text{пр}}}{2} \text{ (Н)}. \quad (32)$$

## 6 ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ МЕДНЫХ ТРУБ

**6.1** Проектирование газопроводов из медных труб должно отвечать требованиям СНиП 42-01 с учетом рекомендаций СП 42-101 и настоящего СП.

**6.2** Соединение медных труб между собой осуществляется капиллярной пайкой твердым припоем через медные соединительные детали.

**6.3** Для крепления газопровода предусматривают медные (латунные) опоры. При применении стальных опор между газопроводом и опорой необходимо устанавливать резиновую прокладку (рисунок 5).

Рекомендуемые расстояния между опорами определяются по таблице 17.

Т а б л и ц а 17

Диаметр трубы, мм	Расстояние между опорами при горизонтальной прокладке газопровода, м	Расстояние между опорами при вертикальной прокладке газопровода, м
12	1,25	1,60
15	1,25	1,60
18	1,50	1,90
22	2,00	2,40
28	2,25	2,45
35	2,75	3,00
42	3,00	3,30
54	3,50	3,85

Расстояние от соединительной детали до опоры составляет не менее 50 мм.

**6.4** Для присоединения запорной арматуры и измерительных приборов к медному газопроводу следует предусматривать латунные переходные детали (рисунок 6). Опоры для крепления запорной и измерительной арматуры устанавливаются с двух сторон от арматуры на расстоянии не более 0,8 м между ними. Расстояние от соединительной латунной детали до опоры медного газопровода составляет не более 0,1 м. Непосредственное присоединение медных труб к стальным, латунным, бронзовым деталям трубопроводной арматуры и измерительных приборов не рекомендуется.

**6.5** Внутри зданий и сооружений допускается прокладка медных газопроводов в штрабе стены, прикрытой хорошо вентилируемыми щитами. Заполнение свободного пространства в штрабе, в которой проложен газопровод, не допускается.

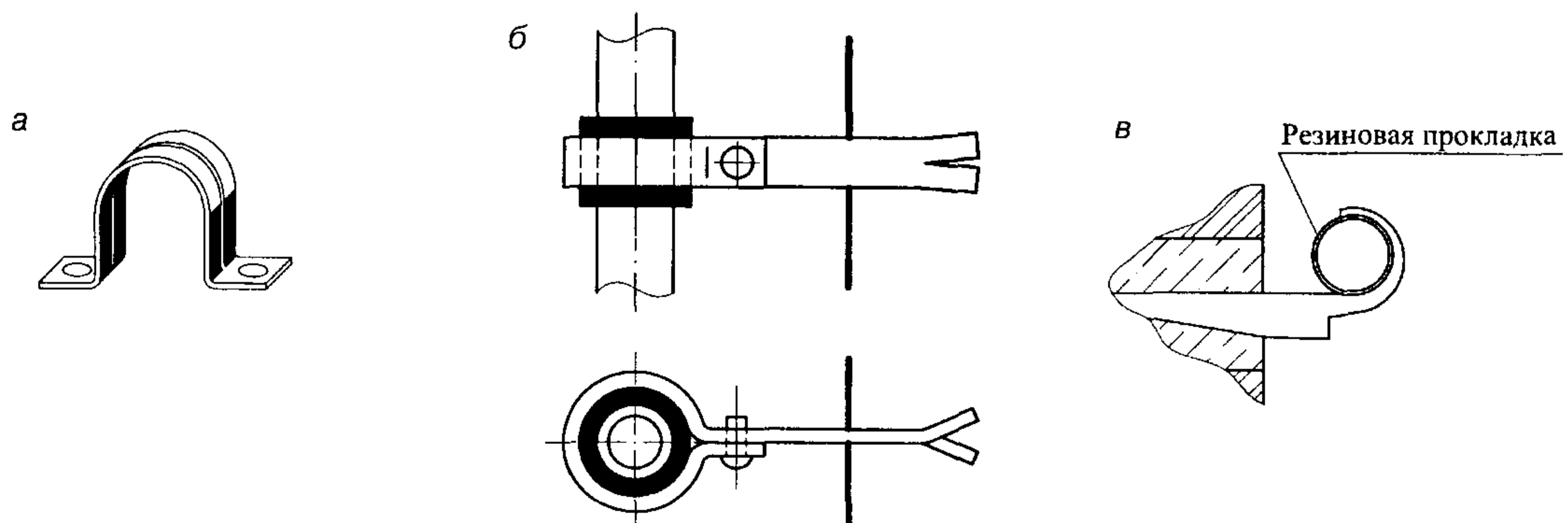
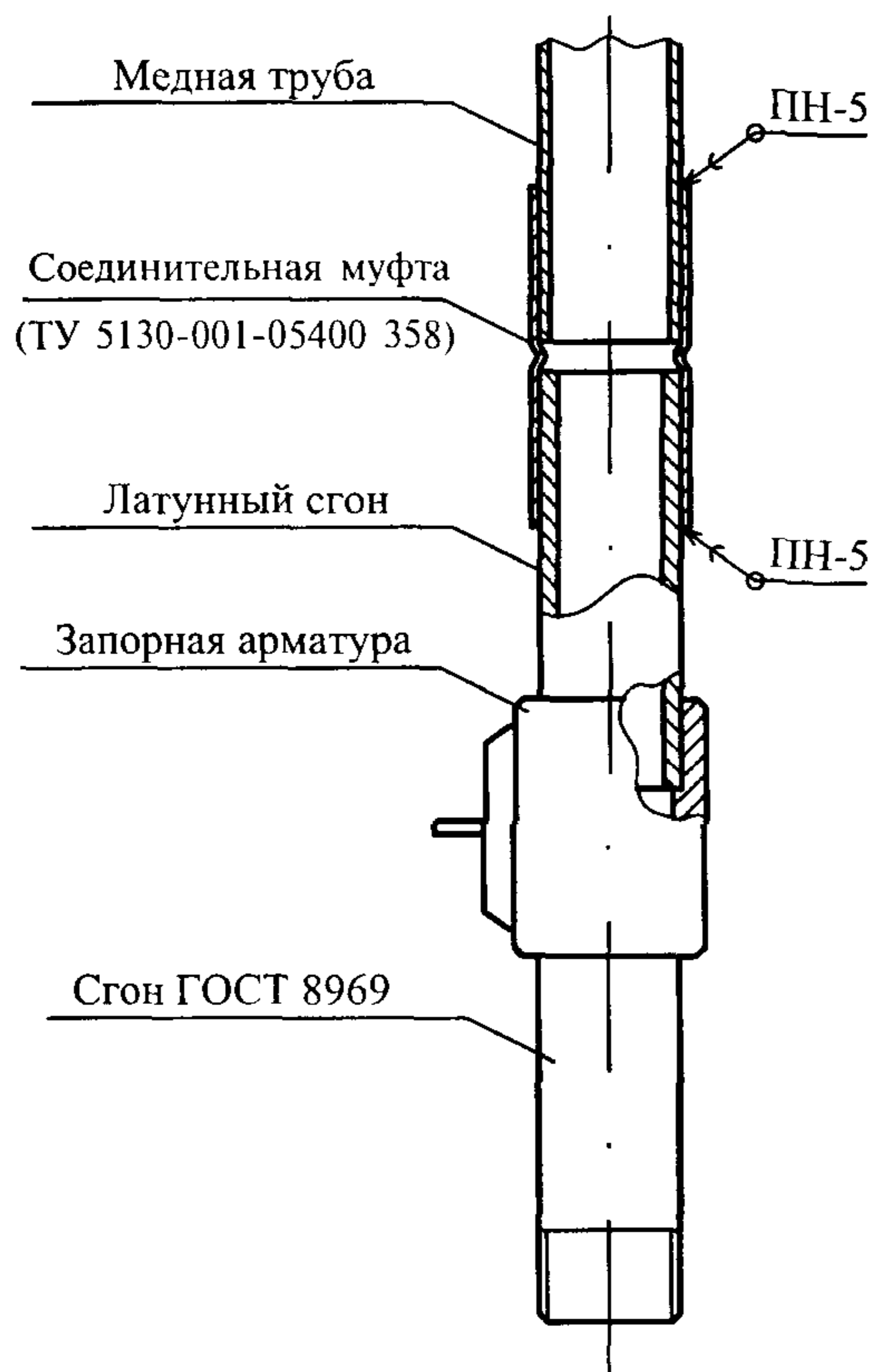


Рисунок 5 — Опоры для крепления медных газопроводов

а — из медной (латунной) ленты); б — стальные с хомутом и резиновой прокладкой; в — стальные с резиновой прокладкой



**Рисунок 6** — Присоединение запорной арматуры к медному газопроводу

**6.6** При прокладке медных газопроводов предусматривают возможность компенсации тепловых удлинений и деформаций, которые могут возникнуть в результате оседания здания. Компенсация линейных удлинений медных газопроводов может быть выполнена путем соответствующей прокладки с использованием естественной самокомпенсации или путем установки компенса-

торов. Компенсаторы могут быть в виде гнутых труб или в виде соединений из дуг и отводов.

Примеры правильной и неправильной прокладки газопровода показаны на рисунке 7.

**6.7** Медные трубопроводы не рекомендуется подвешивать к другим трубопроводам и сами они тоже не могут быть опорой для других трубопроводов.

## 7 СТРОИТЕЛЬСТВО

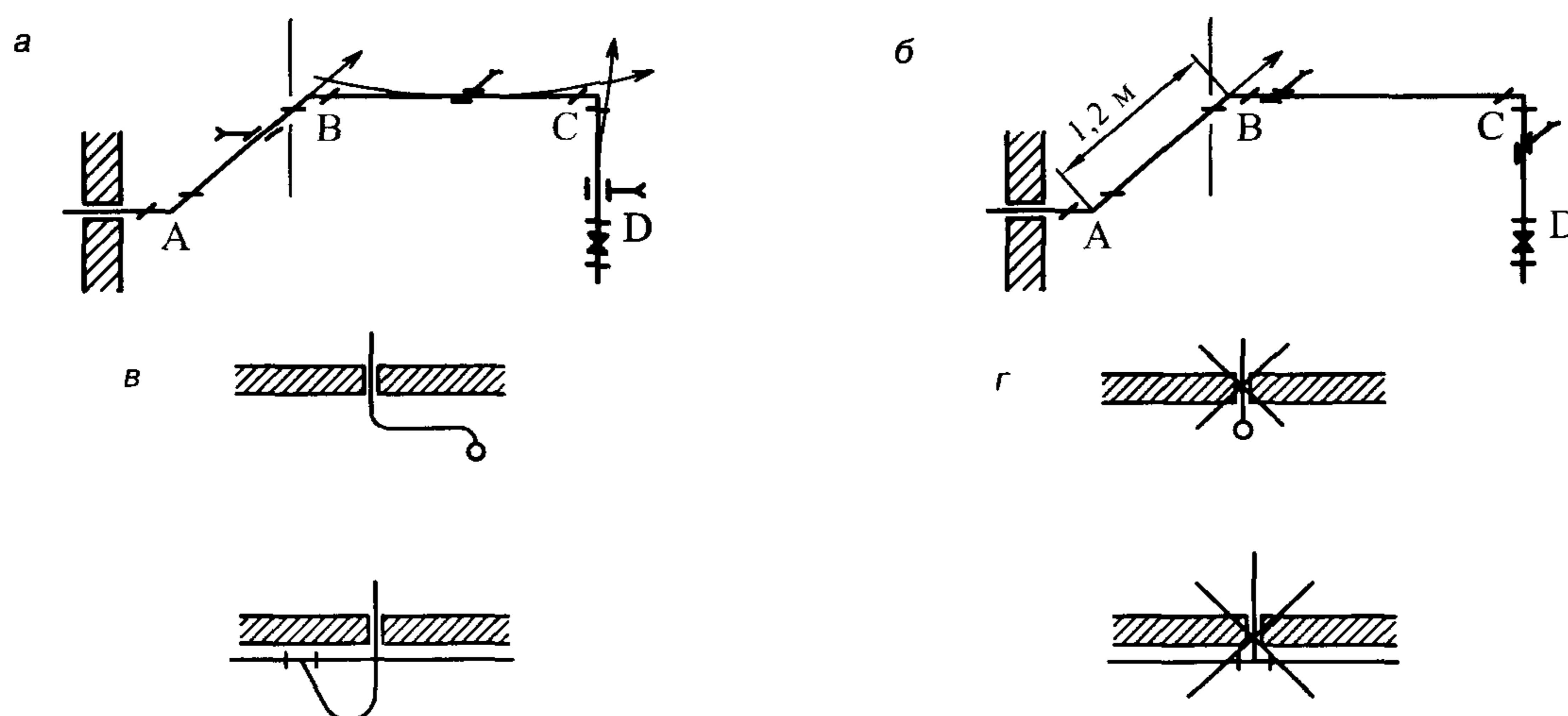
### ВХОДНОЙ КОНТРОЛЬ ТРУБ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ

**7.1** Входной контроль труб и соединительных деталей производят в соответствии с требованиями СНиП 3.01.01 и положениями настоящего раздела.

**7.2** При входном контроле труб и соединительных деталей проводится проверка:

- соответствия проекту;
- наличия и содержания сертификатов заводов-изготовителей на трубы и фасонные части;
- соответствия требованиям ГОСТ (ТУ) — внешним осмотром и измерениями геометрических размеров;
- наличия и содержания технических паспортов заводов-изготовителей (ЦЗЗ, ЦЗМ) на соединительные детали и монтажные узлы;
- наличия и содержания сертификатов заводов-изготовителей (или паспортов, актов, если изоляция труб выполнена в базовых условиях строительно-монтажных организаций), на изоляционное покрытие труб (для стальных труб);
- наличия протоколов проверки качества физическими методами контроля сварных стыков соединительных деталей, изготовленных в базовых условиях строительно-монтажных организаций (для стальных труб).

**7.3** Внешнему осмотру и измерениям на соответствие требованиям ГОСТ (ТУ) рекоменду-



**Рисунок 7** — Прокладка газопроводов с соблюдением правил естественной компенсации

а — правильная прокладка газопровода; б — неправильная прокладка газопровода; в — правильная прокладка ответвления газопровода; г — неправильная прокладка ответвления газопровода

ется подвергать не менее 10 % партии труб или соединительных деталей (но не менее одной трубы, соединительной детали) и при обнаружении брака проводят проверку их удвоенного количества. Визуальный и измерительный контроль производят в соответствии с РД 03-606.

При обнаружении при повторной проверке хотя бы одного бракованного изделия вся партия труб (соединительных деталей) забраковывается.

**7.4** Допустимые отклонения от геометрических размеров трубы или соединительной детали (толщина стенки по периметру, наружный диаметр, овальность) принимаются в соответствии с ГОСТ (ТУ) на эти изделия.

### Стальные трубы

**7.5** Трубы с трещинами, не выправляемыми вмятинами и недопустимыми коррозионными повреждениями забраковываются.

**7.6** Внешнему осмотру изоляционного покрытия подвергается каждая труба партии изолированных труб.

При обнаружении внешним осмотром отдельных повреждений изоляционного покрытия трубы площадью более 10 % или нескольких поврежденных общей площадью более 20 % труба полностью переизолируется механизированным способом.

По решению заказчика или генерального подрядчика, кроме внешнего осмотра изоляционного покрытия труб, при входном контроле может производиться приборная проверка изоляции по ГОСТ 9.602.

**7.7** При внешнем осмотре соединительных деталей проверяются наличие вмятин, забоин, заусениц, трещин, коррозионных повреждений, расслоения металла, раковин и качество резьбы, а также соответствия геометрических размеров требованиям ГОСТ (ТУ).

При наличии трещин, сквозных отверстий, раковин, неполной или забитой резьбы, отклонения геометрических размеров от требований ГОСТ (ТУ), невыправляемых вмятин соединительные детали забраковываются.

### Медные трубы

**7.8** Каждая партия медных труб сопровождается документом о качестве (сертификатом) завода-изготовителя (или копией, заверенной владельцем), подтверждающим их соответствие требованиям ГОСТ 617. Документ о качестве (сертификат) содержит следующие данные:

- товарный знак или товарный знак и наименование предприятия-изготовителя;
- условное обозначение медных труб;
- результаты испытаний труб на герметичность;
- результаты испытаний механических свойств;
- номер партии и дату изготовления;
- массу партии.

Маркировка медных труб производится в соответствии с 4.11. Документ о качестве, сопро-

вождающий импортные медные трубы, переводится на русский язык с указанием фирмы-производителя, условного обозначения медных труб или их химического состава, механических свойств, состояния поставки и проведенных испытаний на герметичность.

**7.9** Каждая партия соединительных деталей сопровождается документом о качестве (сертификатом) завода-изготовителя (или копией, заверенной владельцем сертификата), подтверждающим их соответствие требованиям технических условий. Документ о качестве (сертификат) содержит следующие данные:

- товарный знак или товарный знак и наименование предприятия-изготовителя;
- условное обозначение соединительных деталей;
- результаты испытаний деталей на герметичность;
- результаты испытания механических свойств;
- номер партии и дату изготовления;
- количество деталей.

В документе о качестве (сертификате) указывается наличие у предприятия-изготовителя разрешения Госгортехнадзора России на право производства соединительных деталей газопроводов или прилагается копия разрешения. Маркировка соединительных деталей производится в соответствии с 4.13.

**7.10** При поступлении медных труб и соединительных деталей на склад строительной организации проводят входной контроль качества. При входном контроле проверяют внешний вид всех труб и деталей, а также величины диаметров  $D_1$  —  $D_3$  и размеров  $L_1$  —  $L_3$  соединительных деталей — 5 % партии, но не менее 3 шт. согласно приложению Д и таблице 5.

**7.11** Поверхность труб и соединительных деталей должна быть ровная и гладкая, без трещин, расслоений, пузырей, раковин и надрывов. Допускаются отдельные следы от формующего и калибрующего инструмента, если они не выводят размеры за пределы допусков. Наружная и внутренняя поверхности труб и соединительных деталей очищаются в случае загрязнения. Внешний осмотр деталей проводят визуально без применения увеличительных приборов.

**7.12** В случае получения неудовлетворительных результатов хотя бы по одному показателю (внешнему виду или размерам) трубы и детали к производству работ не допускаются.

**7.13.** По результатам входного контроля составляют протокол.

**7.14** При входном контроле материалов (припоев, кислот, щелочей) проверяют наличие и соответствие документов о качестве (сертификатов).

## ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ ТРУБ, ДЕТАЛЕЙ И МАТЕРИАЛОВ

### Стальные трубы

**7.15** Транспортировка труб для строительства газопроводов производится автомобилями с

прицепами-ропусками, находящимися в технически исправном состоянии, имеющими надежную сцепку прицепа с автомобилем, предохранительный щит для защиты кабины водителя от продольного перемещения труб, крепежные устройства, оборудованные турникетными кониками.

Прицеп-ропуск оборудуется поворотным турникетом.

**7.16** При транспортировке изолированных труб коники автомобиля и прицепа оборудуются специальными ложементами с полукруглыми выемками, охватывающими не менее  $\frac{1}{3}$  периметра трубы.

Шаг выемок должен исключать соприкосновение труб друг с другом. Каждый ложемент может использоваться не более чем на два смежных диаметра изолированных труб. Ложементы рекомендуется изготавливать из дерева. Выемки обиваются войлоком или мягким эластичным материалом и не должны иметь углов и выступов, вызывающих повреждения изоляционного покрытия трубы. Ширина ложемента, измеренная вдоль оси трубы, должна быть не менее ширины основания коников.

**7.17** Неизолированные трубы транспортируются в брикетах, увязанных проволокой.

**7.18** Изолированные трубы укладываются на трубовозы в ложементы. При транспортировке труб в несколько рядов каждый ряд укладывается в ложементы, отделяемые от нижнего ряда мягкими прокладками (резина, войлок и т.п.).

**7.19** Размеры загруженного трубовоза должны быть по ширине не более 2,5 м, по высоте — не более 3,8 м. Погрузочная высота коников автомобиля и прицепа должна быть на одном уровне. Свес труб за коники прицепа должен быть, как правило, не более 2 м.

**7.20** Для предотвращения продольного перемещения трубы закрепляются стопорными стальными канатами с обоих концов. При перевозке изолированных труб под стопорные канаты рекомендуется подкладывать мягкие прокладки. Канаты должны быть в натянутом положении.

**7.21** Погрузку и разгрузку труб производят автокранами. Для погрузки и разгрузки изолированных труб диаметром до 168 мм применяют мягкие полотенца типа ПМ.

**7.22** Сбрасывать изолированные трубы с автомашины или скатывать их по следам не рекомендуется.

**7.23** Для складирования соединительные детали заводского (ЦЗЗ, ЦЗМ) изготовления рекомендуется упаковывать в деревянные ящики весом не более 80 кг, выстланные влагонепроницаемой бумагой. Каждую неокрашенную деталь следует покрывать антикоррозионной смазкой и заворачивать в промасленную бумагу. При перевозке ящиков необходимо принять меры по защите от атмосферных осадков.

**7.24** Перевозку трубных заготовок и соединительных деталей на объект строительства рекомендуется производить в деревянных контей-

нерах, к которым прикрепляется бирка с указанием транспортируемых узлов и деталей.

**7.25** Хранение труб и трубных заготовок в базовых условиях предусматривают в открытых складах или под навесом. Стеллажи для хранения сооружают на ровной горизонтальной площадке и оборудуют поперечными вертикальными упорами, исключая самопроизвольное скатывание труб. При складировании изолированных труб поверхность поперечных упоров, обращенная к трубам, должна иметь эластичные прокладки.

Высота стеллажей должна быть, как правило, не более 3 м.

**7.26** При складировании в базовых условиях изолированных труб их нижний и последующие ряды укладывают на ложементы, отвечающие требованиям настоящего раздела, располагаемые на неизолированных концах труб.

Высота штабеля в стеллажах для всех диаметров труб не должна превышать, как правило, 2 м.

**7.27** Трубы каждого диаметра рекомендуется укладывать в отдельный стеллаж.

**7.28** Соединительные детали в базовых условиях хранят в закрытых складах.

**7.29** При хранении труб и соединительных деталей в базовых условиях предусматривают меры по защите от атмосферных осадков и подтопления дождевыми или талыми водами.

**7.30** В трассовых условиях трубы размещают на открытой ровной площадке. Изолированные трубы рекомендуется укладывать неизолированными концами на лежки или мягкие насыпные земляные валы.

### Медные трубы

**7.31** Упаковка труб для транспортировки производится в соответствии с требованиями ГОСТ 617. Упаковка соединительных деталей для транспортировки должна отвечать требованиям технических условий изготовителя.

**7.32** Трубы и соединительные детали транспортируют всеми видами транспорта в крытых транспортных средствах в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на транспорте данного вида.

**7.33** Трубы и соединительные детали хранятся в закрытом помещении при температуре наружного воздуха от минус 40 °С до плюс 40 °С и защищаются от механических повреждений, воздействия влаги и активных химических веществ в соответствии с ТУ 5130-001-05480358.

**7.34** Припои хранятся в сухом, закрытом помещении при температуре от минус 40 °С до плюс 40 °С и защищаются от воздействия прямых солнечных лучей, влаги, механических повреждений в соответствии с ТУ 48-3650-10, ТУ 48-21-663.

### КВАЛИФИКАЦИОННЫЕ ИСПЫТАНИЯ СВАРЩИКОВ И ПАЯЛЬЩИКОВ

#### Стальные газопроводы

**7.35** К производству сварочных работ допускаются сварщики, аттестованные в соответствии с РД 03-495.

**7.36** Перед допуском к работе (дуговой и газовой сваркой) сварщик должен, как правило, сварить допускной стык в следующих случаях:

- если впервые приступает к работе на предприятии;
- при перерыве в работе более двух календарных месяцев;
- при сварке труб, изготовленных из марок стали, отличающихся от ранее свариваемых данным сварщиком своими свойствами по свариваемости;
- если применяют новые для данного сварщика марки сварочных материалов (электродов, сварочной проволоки, флюсов);
- при изменении технологии сварки.

**7.37** Вид сварки, технология производства сварочных работ и пространственное положение допускного стыка (поворотный или неповоротный) должны соответствовать выполняемым сварщиком при строительстве объекта.

**7.38** Контроль и оценку качества допускного стыка осуществляют внешним осмотром, радиографическим контролем и механическими испытаниями в соответствии с требованиями СНиП 42-01, предусмотренными для контрольных стыков.

**7.39** При неудовлетворительных результатах контроля допускного стыка:

- внешним осмотром — стык бракуется и дальнейшему контролю не подлежит;
- физическими методами или механическими испытаниями — проверку следует повторить на удвоенном числе стыков.

В случае получения неудовлетворительного результата хотя бы в одном стыке сварщик должен пройти дополнительную практику по сварке, после чего сварить новый допускной стык, подлежащий испытаниям в соответствии с требованиями настоящего раздела.

**7.40** Результаты проверки качества допускных стыков физическими методами и механическими испытаниями следует оформлять протоколами.

### Медные газопроводы

**7.41** К пайке внутренних газопроводов из медных труб допускаются:

- паяльщики труб не ниже 4-го разряда;
- паяльщики не ниже 5-го разряда,

согласно «Общероссийскому классификатору профессий рабочих» ОК 016-94, аттестованные в установленном порядке.

**7.42** Перед допуском к работе по пайке газопроводов из медных труб каждый рабочий должен выполнить допускные паяные соединения в количестве не менее 3 шт. (рисунок 8). Допускные соединения паяют из труб и соединительных деталей одного из диаметров, используемых при строительстве. Образцы клеймят личным клеймом паяльщика (резиновым оттиском) или карандашом-маркером.

**7.43** Контроль образцов осуществляют:

- внешним осмотром — на полноту и отсутствие видимых трещин галтели паяного соединения согласно требованиям ГОСТ 19249;
- испытаниями на статическое растяжение двух образцов — для определения механических свойств паяного соединения;
- испытаниями на «распай» одного образца — для определения площади пропая.

**7.44** До проведения испытания на статическое растяжение измеряют наружный диаметр  $D_1$  и внутренний диаметр  $D_2$  медной трубы и вычисляют площадь поперечного сечения трубы по формуле (33)

$$S = \frac{\pi(D_1^2 - D_2^2)}{4} \text{ (мм}^2\text{)}. \quad (33)$$

**7.45** Испытания на статическое растяжение производят на разрывных машинах или универсальных испытательных машинах, соответствующих ГОСТ 7855. Допускается концы образцов сплющить для удобства проведения испытаний. Образец нагружают равномерно и непрерывно до разрушения, в момент разрушения определяют максимальную нагрузку  $P$  и место разрушения: по основному материалу или по пайке. По окончании испытания рассчитывают показатель прочности  $\sigma_B$  — временное сопротивление разрыву (предел прочности) по формуле (34)

$$\sigma_B = \frac{P}{S} \text{ (МПа)}. \quad (34)$$

Качество пайки считается удовлетворительным, если величина  $\sigma_B \geq 280$  МПа.

**7.46** При применении метода «распая» нагревают паяное соединение до температуры плавления припоя и разъединяют детали. Измеряют диаметр поверхности пайки  $D_1$ . Рассчитывают площадь каждого паяного шва по формуле (35)

$$S_1 = \pi D_1 L_1. \quad (35)$$

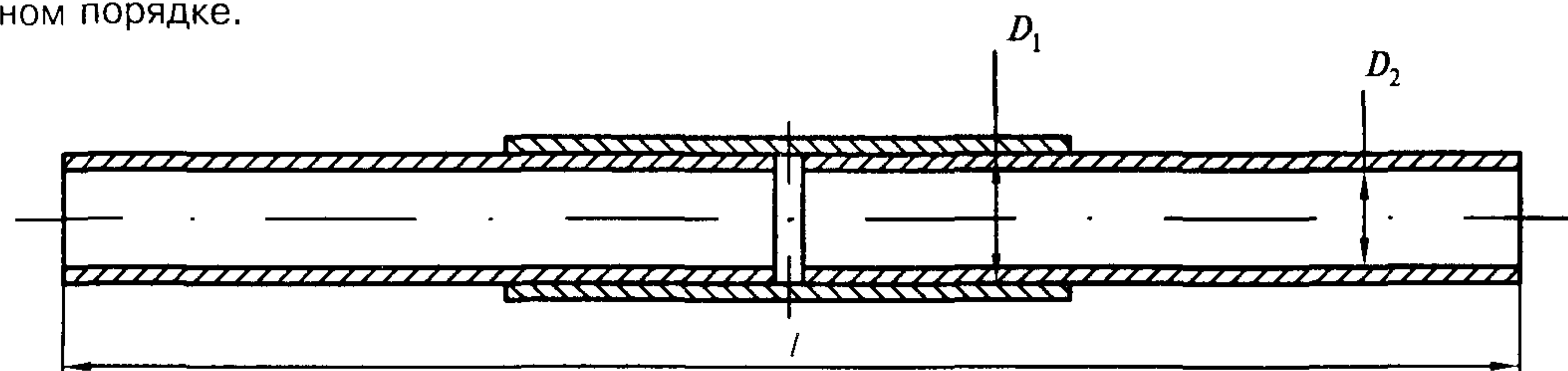


Рисунок 8 — Допускное соединение

Примечание — Размер  $L$  определяется типом разрывной машины.



Затем определяют площадь «непропая». Качество пайки считается удовлетворительным, если площадь «непропая» составляет менее 5 % для каждого шва.

**7.47** Результаты контроля образцов регистрируются в журнале испытаний и оформляются протоколами (приложения Ж и И).

**7.48** При неудовлетворительных результатах контроля образцов:

- внешним осмотром — образцы бракуются и дальнейшему контролю не подлежат;
- механическими испытаниями или методом «распая» — проверку следует повторить на удвоенном числе образцов.

В случае получения неудовлетворительных результатов повторного контроля хотя бы одного образца, паяльщик должен пройти дополнительное обучение по лайке, после чего выполнить пайку допускных образцов, подлежащих испытаниям в соответствии с вышеприведенными требованиями.

## СВАРКА И ПАЙКА ГАЗОПРОВОДОВ

### Стальные газопроводы

**7.49** Для соединения труб применяют дугую (ручную, полуавтоматическую, автоматическую под флюсом) и газовую сварку, стыковую контактную сварку оплавлением, сварку в среде  $\text{CO}_2$  и пайку.

Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений стальных газопроводов должны соответствовать ГОСТ 16037 и рекомендациям настоящего раздела.

**7.50** Технология сварки газопроводов включает: подготовку труб к сварке, сборку стыков, базовую сварку труб в секции и сварку труб или секции в нитку.

При сварке труб условным диаметром более 400 мм двумя сварщиками каждый из них должен поставить (наплавить или выбить) по номеру (клейму) на границах своего участка.

### Подготовка труб и деталей к сборке и сборка стыков

**7.51** Подготовка кромок под стандартную разделку (рисунок 9) выполняется механической обработкой или газовой резкой с последующей зачисткой шлиф-машинкой.

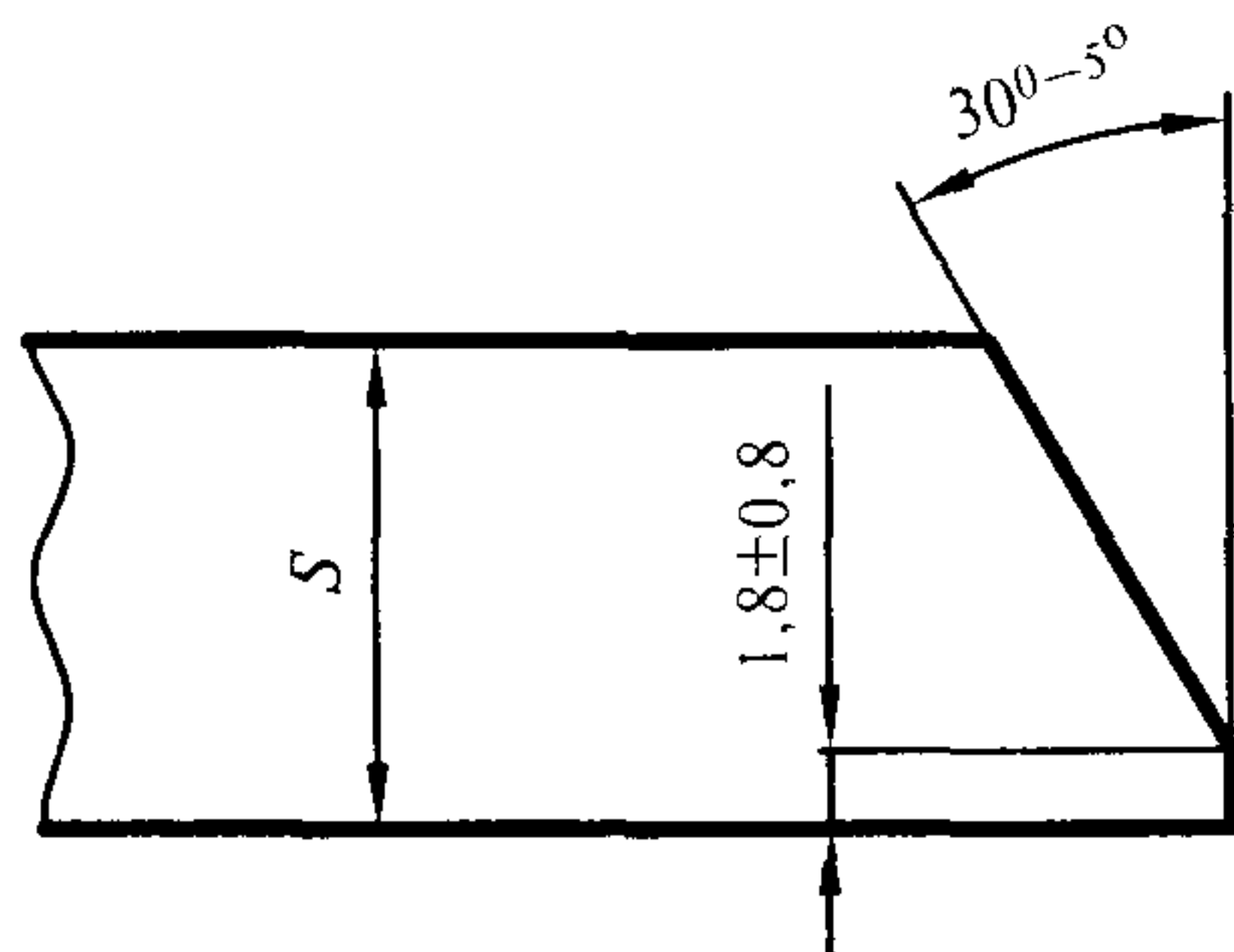


Рисунок 9 — Схема обработки кромки

**7.52** Перед сборкой труб необходимо:

- очистить внутреннюю полость труб и деталей от грунта, грязи, снега и других загрязнений;
- очистить до металлического блеска кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб, деталей газопроводов, патрубков, арматуры на ширину не менее 10 мм;
- проверить геометрические размеры кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5 % наружного диаметра трубы;
- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 мм.

Концы труб, имеющие трещины, надрывы, забоины, задиры фасок глубиной более 5 мм, обрезают.

При температуре воздуха ниже минус 5 °С правка концов труб без их подогрева не рекомендуется.

**7.53** Сборку стыков труб производят на инвентарных лежках с использованием наружных или внутренних центраторов.

Допускаемое смещение кромок свариваемых труб не должно превышать величины  $0,15S + 0,5$  мм, где  $S$  — наименьшая из толщин стенок свариваемых труб.

**7.54** Сварка стыков разнотолщинных труб или труб с соединительными деталями и патрубками арматуры допускается без специальной обработки кромок при толщине стенок менее 12,5 мм (если разность толщин не превышает 2,0 мм).

Сварка труб или труб с соединительными деталями и патрубками арматуры с большей разнотолщиной осуществляется стандартным переходом длиной не менее 250 мм.

При отсутствии стандартных переходов допускается производить на надземных и внутренних газопроводах низкого давления нахлесточные соединения «труба в трубу» размеров  $d$  50×40, 40×32, 32×25, 25×20 мм.

Сварка нахлесточных соединений производится в соответствии с ГОСТ 16037 и выполнением следующих требований:

- просвет между трубами, соединяемыми внахлест, не более 1—2 мм и равновелик по периметру;
- величина нахлеста по длине соединяемых труб не менее 3 см;
- на конце трубы меньшего диаметра выполняется фаска вовнутрь под углом не менее 45° на всю толщину стенки трубы;
- соединения свариваемых торцов после специальной подготовки (утонении) кромок изнутри или снаружи более толстостенного элемента с толщиной стенки  $S_3$  до толщины  $S_2$  свариваемого торца (рисунок 10), которая не превышает 1,5 толщины менее толстостенного элемента  $S_1$ .

**7.55** Сборку под сварку труб с односторонним продольным или спиральным швом производят со смещением швов в местах стыковки труб не менее чем на:

- 15 мм — для труб диаметром до 50 мм;
- 50 мм — » » » от 50 до 100 мм;
- 100 мм — » » » св. 100 мм.

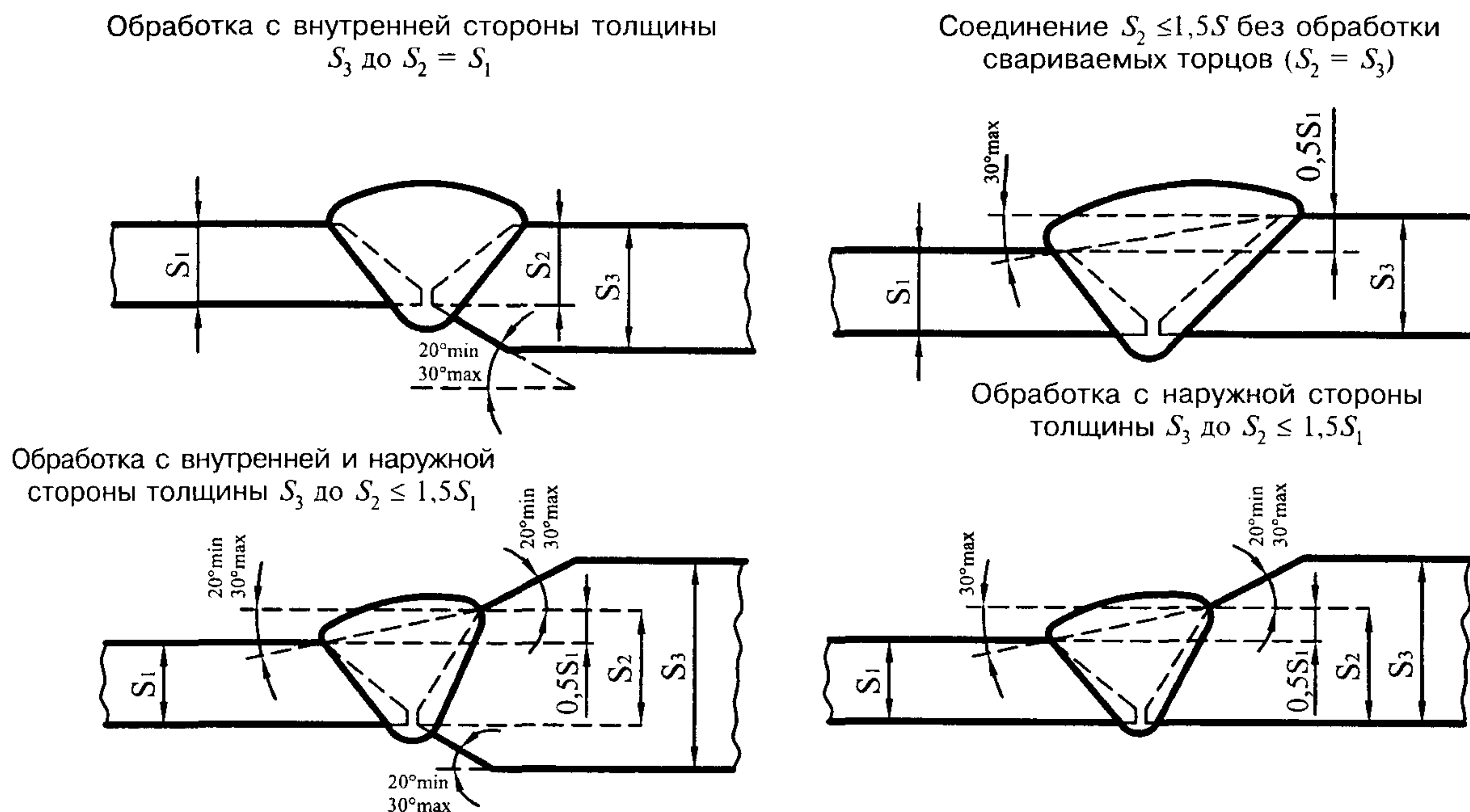


Рисунок 10 — Обработка свариваемых торцов труб

При сборке под сварку труб, у которых швы сварены с двух сторон, допускается не производить смещение швов при условии проверки места пересечения швов физическими методами.

**7.56** Для закрепления труб в зафиксированном под сварку положении электродами, применяемыми для сварки корневого шва, следует выполнять равномерно расположенные по периметру стыка прихватки в количестве:

- для труб диаметром до 80 мм — 2 шт.;
- для труб диаметром св. 80 мм до 150 мм — 3 шт.;
- для труб диаметром св. 150 мм до 300 мм — 4 шт.;
- для труб диаметром св. 300 мм — через каждые 250 мм.

Высота прихватки должна составлять  $\frac{1}{3}$  толщины стенки трубы, но не менее 2 мм; длина прихватки — 20—30 мм при диаметре стыкуемых труб до 50 мм; 50—60 мм — при диаметре стыкуемых труб более 50 мм.

**7.57** При сборке на внутреннем центраторе и последующей сварке целлюлозными электродами сварщикам следует приступать непосредственно к выполнению корневого шва без прихваток. Если в процессе сборки и установки технологического зазора прихватка была произведена, она должна быть полностью вышлифована и заварена вновь при сварке корневого шва.

**7.58** Перед началом выполнения сварочных работ поворотных и неповоротных стыков труб производится просушка или подогрев торцов труб и прилегающих к ним участков.

Просушку торцов труб путем нагрева на 50 °С рекомендуется производить:

- при наличии влаги на трубах независимо от температуры окружающего воздуха;

- при температуре окружающего воздуха ниже плюс 5 °С.

**7.59** Сварочные работы на открытом воздухе во время дождя, снегопада, тумана и при ветре скоростью свыше 10 м/с можно выполнять при условии обеспечения защиты места сварки от влаги и ветра.

**7.60** Необходимость предварительного подогрева стыков определяют в зависимости от марок стали свариваемых труб, подразделяющихся на следующие группы:

- I — трубы из спокойных (сп) и полуспокойных (пс) сталей марок: Ст1, Ст2, Ст3, Ст4 по ГОСТ 380; 08, 10, 15 и 20 по ГОСТ 1050;
- II — трубы из кипящих (кп) сталей марок: Ст1, Ст2, Ст3, Ст4 по ГОСТ 380;
- III — трубы из низколегированных сталей марок: 09Г2С, 16 ГС, 17 ГС, 17Г1С и др. по ГОСТ 19281; марки 10Г2 по ГОСТ 4543.

Предварительный подогрев стыков производят при сварке труб с толщиной стенки от 5 до 10 мм электродами с рутиловым или целлюлозным покрытием при температуре наружного воздуха: ниже минус 20 °С — для труб I и II групп, ниже минус 10 °С — для труб III группы.

При сварке при температуре минус 10 °С подогрев труб с толщиной стенки более 10 мм обязателен.

Минимальная температура подогрева должна составлять 100 °С и измеряться на расстоянии 5—10 мм от кромки трубы.

Температуру предварительного подогрева контролируют контактными термометрами или термокарандашами (ТУ 6-10-1110).

Место замера температуры контактными термометрами нужно предварительно зачистить металлической щеткой.

Т а б л и ц а 18

Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Слой	Сварочный ток, А	Напряжение, В	Скорость сварки, м/ч	Вылет электрода, мм
От 300 до 400	От 6 до 12,5	1	350—450	34—36	15—20 30—35	35—40
		2 и посп.		36—38		30—40
От 500 до 800	От 6 до 12,5	1	400—500	40—42	35—40 38—40	30—35
		2	400—500 500—550	42—45 46—48		30—35

Если необходимы и просушка, и подогрев стыка, то производится только подогрев стыка.

**7.61** Не рекомендуется зажигать дугу с поверхности трубы. Дуга зажигается с поверхности разделки кромок или же с поверхности металла уже выполненного шва.

**7.62** При применении для сборки стыка наружных центраторов снимать их допускается после сварки не менее 50 % стыка. При этом отдельные участки шва равномерно располагают по периметру стыка. Перед продолжением сварки корневого шва после снятия центратора все сваренные участки зачищают, а концы швов прорезают шлиф-машинкой.

**7.63** До полного завершения корневого слоя шва не рекомендуется перемещать свариваемый стык.

**7.64** Для предупреждения образования дефектов между слоями сварного шва перед выполнением каждого последующего слоя поверхность предыдущего слоя очищают от шлака и брызг.

Для облегчения удаления шлака рекомендуется подбирать режимы сварки, обеспечивающие вогнутую (менискообразную) форму поверхности корневого и заполняющих слоев.

Начало и конец кольцевого сварного шва отстоят от заводского шва трубы (детали, арматуры) не ближе:

- 50 мм — для диаметров менее 400 мм;
- 75 мм — » » » 1000 мм;
- 100 мм — » » » более 1000 мм.

Места начала и окончания сварки каждого слоя («замки» шва) располагают для труб диаметром 400 мм и более не ближе 100 мм от «замков» предыдущего слоя шва; для труб диаметром менее 400 мм — не ближе 50 мм.

### Дуговая сварка

**7.65** Ручную дуговую сварку неповоротных и поворотных стыков труб при толщине стенок до 6 мм выполняют не менее чем в два слоя, при толщине стенок более 6 мм — не менее чем в три слоя. Каждый слой шва перед наложением последующего тщательно очищают от шлака и брызг металла.

Стыки газопроводов диаметром 900 мм и более, свариваемые без остающегося подкладного кольца, должны быть выполнены с подваркой корня шва внутри трубы.

**7.66** Автоматическую дуговую сварку под флюсом выполняют по первому слою, сваренному ручной дуговой сваркой (теми же электродами, которыми прихватывались стыки) или сваркой в среде углекислого газа.

**7.67** Для автоматической односторонней сварки поверхностных слоев шва труб диаметром от 300 до 800 мм в секции длиной 36 м рекомендуется использовать механизированные трубосварочные базы типа БНС-81, где сборка и сварка первого слоя выполняются на линии ЛСТ-81, а автоматическая сварка под флюсом выполняется на сварочном комплексе ПАУ-502 (технические характеристики приведены в приложении К).

**7.68** Режимы автоматической односторонней сварки под флюсом поворотных стыков труб диаметром от 300 до 800 мм при диаметре электродной проволоки 2 мм приводятся в таблице 18.

### Стыковая электроконтактная сварка

**7.69** Техническая характеристика сварочных машин для электроконтактной сварки приводится в таблице 19.

Т а б л и ц а 19

Показатели	Тип и марка сварочных машин		
	К-813	К-584М	К-805
Наружный диаметр свариваемых труб, мм	50—100	100—300	300—500
Максимальное свариваемое сечение, мм <sup>2</sup>	—	14000	22000
Мощность сварочного трансформатора, кВ·А	—	200	400
Вторичное напряжение сварочного трансформатора, В	5,2	7,3	6,8
Сопrotивление сварочного контура при коротком замыкании, мкОм	100	110	16
Рабочее давление масла в гидросистемах, МПа	5,5—7,5	12,25	16
Рабочий ход поршня механизма оплавления, мм	60	70	85
Максимальное усилие осадки, МН		0,52	1

Окончание таблицы 19

Показатели	Тип и марка сварочных машин		
	К-813	К-584М	К-805
Скорость оплавления, мм/с	0,22— 1,8	0,1— 1,5	0,1— 1,5
Скорость осадки, мм/с (на холостом ходу)	25	70	90
Масса, кг	—	3300	900

**7.70** Технология стыковой контактной сварки предусматривает:

- подготовку труб к сварке;
- зачистку поверхности труб около кромок под контактные башмаки сварочной машины;
- центровку труб в сварочной машине;
- сварку труб, выполняемую автоматически по заданной программе с одновременной записью рабочих параметров режима сварки;
- удаление внутреннего и наружного грата.

**7.71** Перед сваркой производят подборку труб по диаметру, периметру и толщине стенок.

Разница в периметрах стыкуемых труб не должна, как правило, превышать 12 мм. Разница в толщине стенок стыкуемых труб не должна, как правило, превышать 1,0 мм для толщины стенок до 10 мм и 2,2 мм — для толщины стенок более 10 мм.

Зачистку поверхности труб под токоподводящие башмаки сварочных машин выполняют с помощью специальных зачистных устройств — иглофрезерных или скребковых. Предпочтительно применение иглофрезерных агрегатов типа АЗТ-141.

Кроме того, необходимо произвести механическую зачистку торцов труб.

Центровка труб осуществляется сварочной машиной. Продольные швы сварных труб при этом располагают в середине между токоподводящими башмаками.

Смещение кромок труб при центровке допускается до 20 % толщины стенки трубы, но не более 2 мм.

Величина зазора между центрируемыми трубами в любом месте периметра не должна превышать 3 мм для труб диаметром от 50 до 300 мм и 7 мм — для труб диаметром свыше 300 мм.

**7.72** Внутренний и наружный грат удаляют в горячем и холодном состоянии механически с помощью специальных гратоснимающих устройств или гратоснимателями, встроенными в головку сварочной машины.

Порядок съема грата внутренними и наружными гратоснимателями производится в соответствии с инструкцией по их эксплуатации.

**7.73** Контроль качества сварных соединений, выполненных контактной стыковой сваркой оплавлением, включает в себя:

- контроль формы сварного соединения после снятия наружного и внутреннего грата — внешним осмотром и измерениями;
- контроль зарегистрированных параметров процесса сварки;

- механические испытания образцов сварных соединений.

**7.74** Контролю формы сварного соединения на величину смещения кромок и высоту оставшегося внутреннего и наружного усиления подвергаются 100 % стыков.

Стыки после снятия внутреннего и наружного грата должны иметь усиление высотой не более 3 мм. При снятии внутреннего и наружного грата не допускается уменьшение толщины стенки трубы и наличие острых кромок.

Смещение кромок после сварки не должно превышать 25 % толщины стенки, но быть не более 3 мм. Допускаются местные смещения на 20 % периметра стыка, величина которых не превышает 30 % толщины стенки, но не более 4 мм.

При несоответствии хотя бы одного из вышеназванных параметров сварного соединения указанным требованиям стык бракуется и подлежит вырезке из газопровода.

**7.75** Контролю на соответствие фактического режима сварки, записанного на диаграмме самопишущего прибора, заданному в технологической инструкции подвергаются 100 % стыков.

На диаграммах указываются: номер стыка и клеймо сварщика-оператора, диаметр и толщина стенок свариваемых труб, температура окружающего воздуха и дата сварки. Диаграммы подписываются оператором и производителем работ.

При отклонении фактического режима сварки, записанного на диаграмме, стык подлежит вырезке из газопровода.

**7.76** Для оценки механических свойств сварного соединения испытывают образцы на растяжение, статический изгиб или сплющивание.

Для труб диаметром менее 100 мм проводят испытания трех стыков на растяжение и трех стыков на сплющивание.

Форма образцов для испытания на растяжение соответствует типу XVIII ГОСТ 6996 со снятым усилением снаружи и изнутри трубы.

Форма образцов для испытания на сплющивание соответствует типу XXX ГОСТ 6996 со снятым усилением снаружи и изнутри трубы.

**7.77** Для труб диаметром 100 мм и более проводят испытания образцов на растяжение и изгиб. Образцы вырезаются равномерно по периметру трубы. Для труб диаметром до 400 мм вырезают на растяжение — 2 образца, на изгиб — 4 образца; для труб диаметром более 400 мм — соответственно 4 и 8 образцов.

Форма образцов для испытания на растяжение соответствует типу XII или XIII с удалением усиления шва по ГОСТ 6996.

Форма образцов для испытания на статический изгиб при толщине стенки трубы до 12,5 мм соответствует типу XXVII ГОСТ 6996. Диаметр нагружающей оправки должен быть равен четырем толщинам образца.

Испытание на статический изгиб при толщине стенки трубы более 12,5 мм проводится на образцах, вырезаемых в направлении толщины стенки трубы с расположением ширины образ-

ца в плоскости, перпендикулярной поверхности трубы (образцы для испытания на «ребро») типа XXVIIIa по ГОСТ 6996. Ширину таких образцов принимают равной 12,5 мм.

**7.78** Временное сопротивление разрыву сварного соединения, определенное как среднее арифметическое результатов, полученных при испытании образцов, должно быть не меньше нормативного значения временного сопротивления разрыву металла труб. Допускается снижение результатов испытаний для одного образца на 10 % ниже нормативного требования вдоль образующей, если средний арифметический результат отвечает нормативным требованиям.

**7.79** При испытании на сплющивание величина просвета между сжимающимися поверхностями при появлении первой трещины на поверхности образца должна быть не менее 20 мм. Появление надрывов длиной до 5 мм по кромкам и на поверхности образца, не развивающихся дальше в процессе испытания, браковочным признаком не является.

**7.80** Среднее арифметическое значение угла изгиба образцов должно быть не менее  $70^\circ$ , а его минимальное значение — не ниже  $40^\circ$ . При подсчете среднего значения все углы больше  $110^\circ$  принимаются равными  $110^\circ$ .

**7.81** При получении неудовлетворительных результатов испытаний стыка вырезают еще два стыка, на которых проводят испытания в соответствии с требованиями настоящего раздела.

При получении неудовлетворительных результатов испытаний хотя бы одного стыка необходимо:

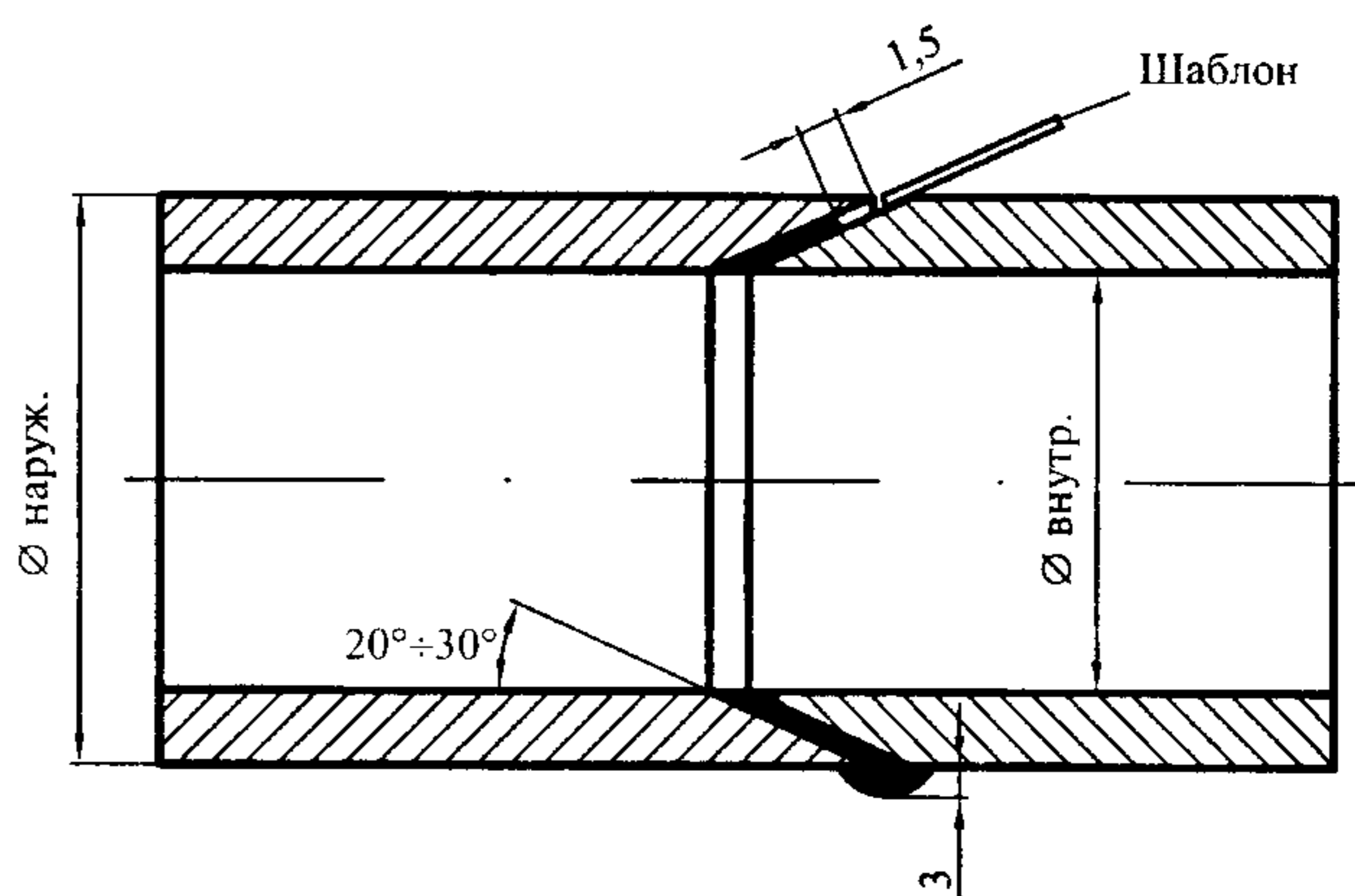
- сварку прекратить, установить причину получения неудовлетворительного качества сварного соединения; работа может быть продолжена данным сварщиком на той же установке только после получения удовлетворительных результатов испытаний дополнительного допускового стыка в соответствии с настоящим разделом;

- все стыки, сваренные сварщиком-оператором с момента последних механических испытаний, подвергаются проверке комиссией с участием представителей эксплуатационной организации, которая принимает решение о необходимости проведения испытаний силовым воздействием на изгиб с созданием в верхней части каждого стыка напряжения, равного 0,9 нормативного предела текучести. О качестве стыковой сварки по каждому стыку в отдельности комиссия принимает соответствующее решение.

### Индукционная пайка стыков газопроводов

**7.82** Получение соединений труб пайкой осуществляется путем нагрева их стыка с вложенным в него припоем в виде кольцевой вставки в электромагнитном поле частотой 1—8 Гц.

**7.83** Перед пайкой кромки труб механически обрабатываются с целью получения скосов под углом  $20^\circ$  или  $30^\circ$ . Общий вид паяного соединения приведен на рисунке 11.



**Рисунок 11** — Паяное соединение стальных труб

После механической обработки при сборке труб необходимо предохранять кромки торцов от загрязнений и повреждений.

Жировые загрязнения с паяемых поверхностей удаляются содовым раствором концентрацией 20 % или растворителями.

**7.84** Технология пайки включает:

- центровку труб в паяльном устройстве;
- внесение и закрепление припоя в стыке;
- установку нагревающего индуктора на стык.

Стыковка труб осуществляется после установки устройства для сборки и пайки стыков на свободный конец наращиваемого газопровода. При совмещении кромок труб зазор между ними не должен превышать 0,3 мм.

В стык вставляется закладное кольцо припоя (П87 на железомарганцевой основе). Затем на собранный стык наносится защитное покрытие, устанавливается индуктор и, при необходимости, спрейер для принудительного охлаждения стыка, которые являются рабочими узлами устройства для сборки и пайки.

Стык сжимается с усилием, равным 0,1—0,2 МПа, и включается индуктор, нагревая стык до температуры пайки ( $1200^\circ\text{C}$ ), выдерживается при этой температуре под давлением, а после прекращения нагрева производится принудительное или естественное охлаждение стыка до  $400\text{—}500^\circ\text{C}$ . После этого паяльное устройство переносится к следующему стыку.

При пайке производится контроль основных параметров режима с записью их на регистрирующий прибор.

Вид контролируемых параметров и их количество определяются типом используемой индукционной установки, устройства для сборки и пайки и определяются в технологической карте.

Приемочный контроль качества соединений, выполненных индукционной пайкой, включает в себя:

- визуальный контроль формы паяного соединения;
- контроль зарегистрированных параметров процесса пайки;
- механические испытания образцов паяных соединений.

Внешнему осмотру подвергаются 100 % соединений (стыков).

Поверхность стыка после удаления защитного покрытия имеет блестящий металлический цвет.

На наружной поверхности стыка не допускаются наплывы припоя, превышающие 3 мм. Наплывы свыше 3 мм могут быть сошлифованы, при этом не допускается уменьшение толщины стенки трубы.

Величина наружного смещения кромок по периметру стыка не превышает 1 мм, при этом обеспечивается плавный переход поверхности шва к основному металлу.

Допускается местное незаполнение соединительного зазора припоем на глубину не более 1,5 мм и суммарной длиной не более  $\frac{1}{3}$  периметра стыка. При этом поверхность шва в местах незаполнения соединительного зазора также имеет блестящий металлический цвет и обеспечивает плавный переход от поверхности шва к основному металлу.

При несоответствии хотя бы одного из параметров соединения указанным требованиям стык бракуется и подлежит вырезке из газопровода.

Контролю на соответствие фактического режима пайки, записанного на диаграмме самопишущего прибора, подвергаются 100 % стыков.

На диаграммах указываются: номер стыка и клеймо оператора-паяльщика, диаметр и толщина стенок спаянных труб, температура окружающего воздуха и дата пайки. Диаграммы должны быть подписаны оператором, производителем работ, контролером.

При отклонении фактического режима пайки, записанного на диаграмме, от заданного в технологической карте стык подлежит вырезке из газопровода.

Для оценки механических свойств испытывают образцы на растяжение, статический изгиб или сплющивание.

Для труб диаметром менее 100 мм проводят испытания трех стыков на растяжение и трех стыков на сплющивание.

Форма образцов для испытания на растяжение соответствует типу XVIII ГОСТ 6996.

Форма образцов для испытания на сплющивание соответствует типу XXX ГОСТ 6996.

Для труб диаметром 100 мм и более проводят испытания образцов на растяжение и изгиб. Образцы вырезаются равномерно по периметру трубы: число образцов для испытания на растяжение — 2, на изгиб — 4.

Форма образцов для испытания на растяжение соответствует типу XII или XIII ГОСТ 6996.

Форма образцов для испытания на статический изгиб соответствует типу XXVII ГОСТ 6996. Диаметр нагружающей оправки при испытании на изгиб равен четырем толщинам образца.

Временное сопротивление разрыву паяного соединения, определенное как среднее арифметическое результатов, полученных при испытании образцов, должно быть не меньше нормативного

значения временного сопротивления разрыву металла труб.

Допускается снижение результатов испытаний для одного образца на 10% ниже нормативного требования, если средний арифметический результат отвечает нормативным требованиям.

При испытании на сплющивание величина прогиба между сжимающимися поверхностями при появлении первой трещины на поверхности образца должна быть не менее 20 мм. Появление надрывов длиной до 5 мм по кромкам и на поверхности образца, не развивающихся дальше в процессе испытания, браковочным признаком не является.

Среднее арифметическое значение угла изгиба образцов должно быть не менее  $70^\circ$ , а его минимальное значение — не ниже  $40^\circ$ . При подсчете среднего значения все углы больше  $110^\circ$  принимаются равными  $110^\circ$ .

При получении неудовлетворительных результатов испытаний контрольного стыка вырезают еще два дополнительных контрольных стыка, на которых вновь проводят испытания.

При получении неудовлетворительных результатов испытаний хотя бы одного из дополнительных контрольных стыков необходимо:

- пайку прекратить, установить причину получения неудовлетворительного качества паяного соединения; работа может быть продолжена данным паяльщиком на той же установке только после получения удовлетворительных результатов испытаний допускового стыка в соответствии с настоящим разделом СП;

- все стыки, спаянные оператором-паяльщиком с момента последних механических испытаний, подвергаются проверке комиссией с участием представителей эксплуатационной организации, которая принимает решение о необходимости проведения испытаний силовым воздействием на изгиб с созданием в верхней части каждого стыка напряжения, равного 0,9 нормативного предела текучести. О качестве пайки по каждому стыку в отдельности комиссия принимает соответствующее решение.

## Газовая сварка и сварка в $\text{CO}_2$

**7.85** Газовая сварка ацетиленом допускается для газопроводов условным диаметром 150 мм с толщиной стенки до 5 мм включительно со скосом кромок.

При толщине стенок до 3 мм сварка производится без скоса кромок.

Сварка с применением пропан-бутановой смеси допускается только для газопроводов давлением до 0,005 МПа условным диаметром не более 150 мм с толщиной стенки до 5 мм.

Газовую сварку производят в один слой.

**7.86** Газовая сварка стыков выполняется восстановительным пламенем присадочной проволокой диаметром 1,5—3 мм по предварительно очищенным до металлического блеска кромкам свариваемых труб согласно режиму, приведенному в таблице 20.

Таблица 20

Способ сварки	Удельный расход газа на 1 мм толщины металла, $\frac{\text{л/с}}{\text{л/ч}}$		Диаметр присадочной проволоки
	Ацетилен	Пропан-бутан	
Левый	$\frac{0,028}{100}$	$\frac{0,021}{75}$	$\frac{\delta}{2} + 1$
Правый	$\frac{0,042}{150}$	$\frac{0,028}{100}$	$\frac{\delta}{2}$

Примечание —  $\delta$  — толщина стенок свариваемых труб.

**7.87** Сварку труб рекомендуется производить газовыми горелками инжекторного типа Г2 и Г3 с давлением 0,9—3,9 кПа (0,01—0,04 кгс/см<sup>2</sup>), в частности Г2-0,5 «Норд» со сменными наконечниками, меняемыми в зависимости от толщины свариваемых труб; газ для питания горелок должен поставляться в стальных, аттестованных по срокам пользования баллонах.

Цвет баллонов: для кислорода — голубой, для ацетилена — белый, для пропан-бутана — красный, для углекислоты — черный.

**7.88** Понижение давления газа, подаваемого от баллонов к горелке, осуществляется через редукторы: для кислородных баллонов рекомен-

дуется использовать редуктор БКО-50-4 или его малогабаритный аналог БКО-25-МГ, для ацетиленовых баллонов — редукторы БАО-5-4 и малогабаритный БАО-5-МГ, для пропановых — БПО-5-4 и малогабаритный БПО-5-МГ.

**7.89** Для сварки труб диаметром до 150 мм включительно допускается применение полуавтоматической дуговой сварки в углекислом газе плавящимся электродом.

Сварка выполняется на постоянном токе обратной полярности электродной проволокой Св-08ГС или Св-08Г2С диаметром 0,8—1,2 мм.

**7.90** Сварку труб в среде CO<sub>2</sub> рекомендуется производить в базовых условиях. Перечень оборудования и режимов — см. таблицу 21.

**7.91** Число слоев в шве должно быть не менее двух. После сварки первого слоя в среде CO<sub>2</sub> обязательна зачистка поверхности металлическими щетками от шлака и брызг. Усиление наружного шва должно быть в пределах 1—3 мм, установленных ГОСТ 16037.

### Сварочные материалы

**7.92** Сварочные материалы, применяемые для сварки стальных газопроводов, должны соответствовать требованиям ГОСТ (ТУ).

При температуре эксплуатации газопроводов (расчетной температуре наружного воздуха в районе строительства для внутренних в неотап-

Таблица 21

Марка	Сварочный ток, А		Электродная проволока		Тип источника питания	Габариты, мм		Масса, кг		Назначение	Особенности
	Номинальный	Пределы регулирования	Диаметр, мм	Скорость подачи, $1 \cdot 10^{-2}$ м/с		Шкаф управления	Механизм подачи	Шкаф управления	Механизм подачи		
А-825М	300	80—300	0,8—1,2	3,3—17,2	ВСЖ-300	385×175×245	305×175×245	15	11	Сварка в углекислом газе	Не регулирована
А547У	250	80—300	0,8—1,2	4,2—11,7	ВСГ-300	390×300×250	360×130×200	5,5	21	То же	Плавноступенчатое
ПШП-21	300	80—300	0,8—2,0	2,8—27,8	ИПП-300	—	650×180×398	—	14,5	Сварка в защитных газах	Скорость подачи стабилизирована
ПДГ-303	315	60—315	0,8—1,2	4,4—26,7	ВДГ-301	500×500×50	450×275×240	30	5	Сварка в углекислом газе	Плавное регулирование. Подача на двух ступенях

ливаемых помещениях и надземных газопроводов) до минус 40 °С дуговую сварку труб из углеродистой стали производят электродами типа Э42, Э46, из низколегированной — типа Э50.

При температуре эксплуатации ниже минус 40 °С и в районе с сейсмичностью свыше 6 баллов дуговую сварку труб из углеродистой стали производят электродами типа Э42А, Э46А, из низколегированной — типа Э50А.

Для дуговой сварки труб применяют следующие типы электродов по ГОСТ 9467, ГОСТ 9466:

- Э42-Ц, Э46-Ц диаметром 2,0; 3,0; 3,25; 4,0 мм с целлюлозным покрытием — для сварки корневого слоя шва труб I—III групп;

- Э42А, Э42Б, Э46А, Э50Б диаметром 2,5; 3,0; 3,25 мм с основным покрытием — для сварки корневого слоя шва труб I и III групп;

- Э42А, Э42Б, Э46А, Э46Б, Э50А, Э50Б диаметром 3,25 и 4,0 мм с основным покрытием — для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва труб I и III групп;

- Э42-Р, Э46-Р с рутиловым покрытием — для сварки всех слоев шва труб I и II групп (постоянным током);

- Э42-Р с рутиловым покрытием — для сварки всех слоев шва труб I и II групп (переменным током).

**7.93** Сварочную проволоку и флюсы подбирают по ГОСТ 2246 и ГОСТ 9087 соответственно в зависимости от группы свариваемых труб в следующих сочетаниях:

- для труб I и II групп — СВ-08 и АН-348-А, СВ-08А и АНЦ-1 (ТУ 108.1424), СВ-08ГА и АН-47;

- для труб III группы — СВ-08ГА и АН-348-А, АНЦ-1 (ТУ 108.1424), АН-47.

Перед применением сварочные материалы проверяют внешним осмотром на их соответствие требованиям ГОСТ (ТУ). При обнаружении дефектов (обсыпка защитной обмазки электродов и их увлажнение, коррозия сварочной проволоки) применение этих материалов не допускается.

**7.94** При дуговой сварке труб в среде углекислого газа применяют:

- сварочную проволоку по ГОСТ 2246 марки СВ-08Г2С;

- углекислый газ по ГОСТ 8050 чистотой не менее 99,5 %.

**7.95** При газовой сварке следует применять:

- сварочную проволоку по ГОСТ 2246 марок: СВ-08АА, СВ-08ГА, СВ-08Г2С, СВ-08ГС, СВ-12ГС;

- кислород технический по ГОСТ 5583;

- ацетилен в баллонах по ГОСТ 5457 или ацетилен, полученный на месте производства работ из карбида кальция, по ГОСТ 1460.

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

**7.96** Сварные соединения газопроводов подвергаются внешнему осмотру, механическим испытаниям и контролю физическими методами в соответствии с требованиями СНиП 42-01 и рекомендациями настоящего подраздела.

**7.97** Стыки, сваренные дуговой или газовой сваркой, по результатам внешнего осмотра должны соответствовать ГОСТ16037 и удовлетворять следующим требованиям:

- швы и прилегающие к ним поверхности труб на расстоянии не менее 20 мм (по обе стороны шва) должны быть очищены от шлака, брызг расплавленного металла, окалины и других загрязнений;

- швы не должны иметь трещин, прожогов, незаваренных кратеров, выходящих на поверхность пор, а также подрезов глубиной более 5 % толщины стенки труб (более 0,5 мм) и длиной более  $\frac{1}{3}$  периметра стыка (более 150 мм).

**7.98** По результатам проверки радиографическим методом стыки следует браковать при наличии следующих дефектов:

- трещин, прожогов, незаваренных кратеров;

- непровара по разделке шва;

- непровара в корне шва и между валиками глубиной более 10 % толщины стенки трубы;

- непровара в корне шва и между валиками свыше 25 мм на каждые 300 мм длины сварного соединения или свыше 10 % периметра при длине сварного соединения менее 300 мм;

- непровара в корне шва в стыках газопроводов диаметром 920 мм и более, выполненных с внутренней подваркой;

- непровара в корне шва в сварных соединениях, выполненных с подкладным кольцом;

- если размеры дефектов стыков (пор, шлаковых и других включений) превышают установленные для класса 6 по ГОСТ 23055.

**7.99** По результатам ультразвукового контроля стыки следует браковать при наличии дефектов, площадь которых превышает площадь отверстия в стандартных образцах предприятия, прилагаемых к ультразвуковому аппарату, а также при наличии дефектов протяженностью более 25 мм на 300 мм длины сварного соединения или на 10 % периметра при длине сварного соединения менее 300 мм.

### **МЕДНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ**

#### **Подготовка труб к сборке**

**7.100** Для резки медных труб применяют мелкозубые ножовки по металлу, дисковые труборезы (рисунок 12), трубоотрезные станки и т.д. Для сохранения перпендикулярности кромки резки по отношению к оси трубы применяют корытообразную оправку. Образующиеся после резки заусенцы необходимо тщательно удалить.

Для обеспечения перпендикулярности кромки резки по отношению к оси и чистой поверхности кромки рекомендуется применение дисковой труборезной пилы. Правильная прорезь трубы без ее деформации получается после 5—7-кратной прокрутки станка вокруг оси трубы, причем каждый раз дисковый резец вводится в стенку трубы на глубину до 0,2 мм. Задиры, которые образуются внутри трубы, легко удаляются скребком, при этом необходимо избегать снятия фаски с конца трубы, что нежелательно при последующем соединении.



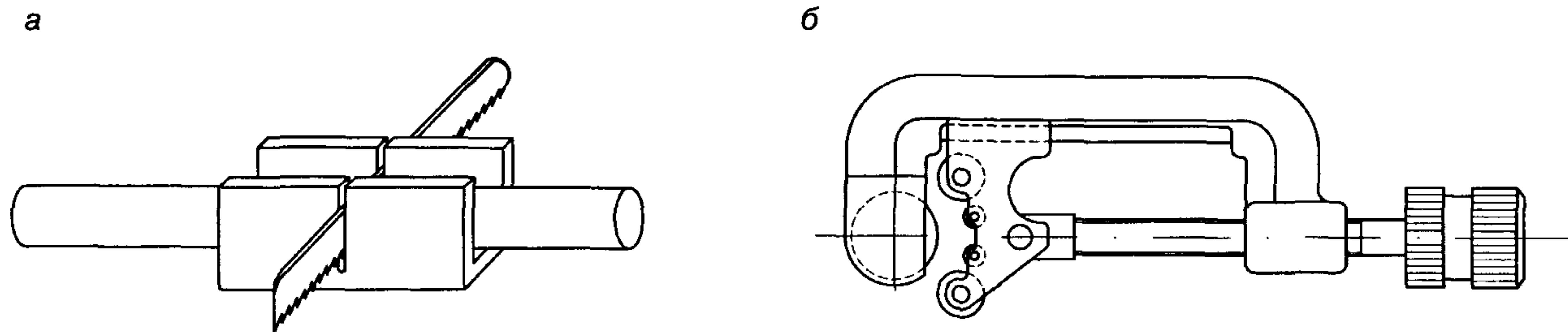


Рисунок 12

а — обрезка медной трубы с помощью ножовки и корытообразной оправки; б — дисковая труборезная пила

**7.101** Гибку медных труб в твердом состоянии наружным диаметром до 22 мм допускается выполнять холодным способом (рисунок 13), радиусгиба — не менее 3—6 наружных диаметров трубы при толщине стенки 1 мм (таблица 22). Для гибки медных труб используются те же самые инструменты (трубогибочные станки), что и для ручной гибки стальных труб.

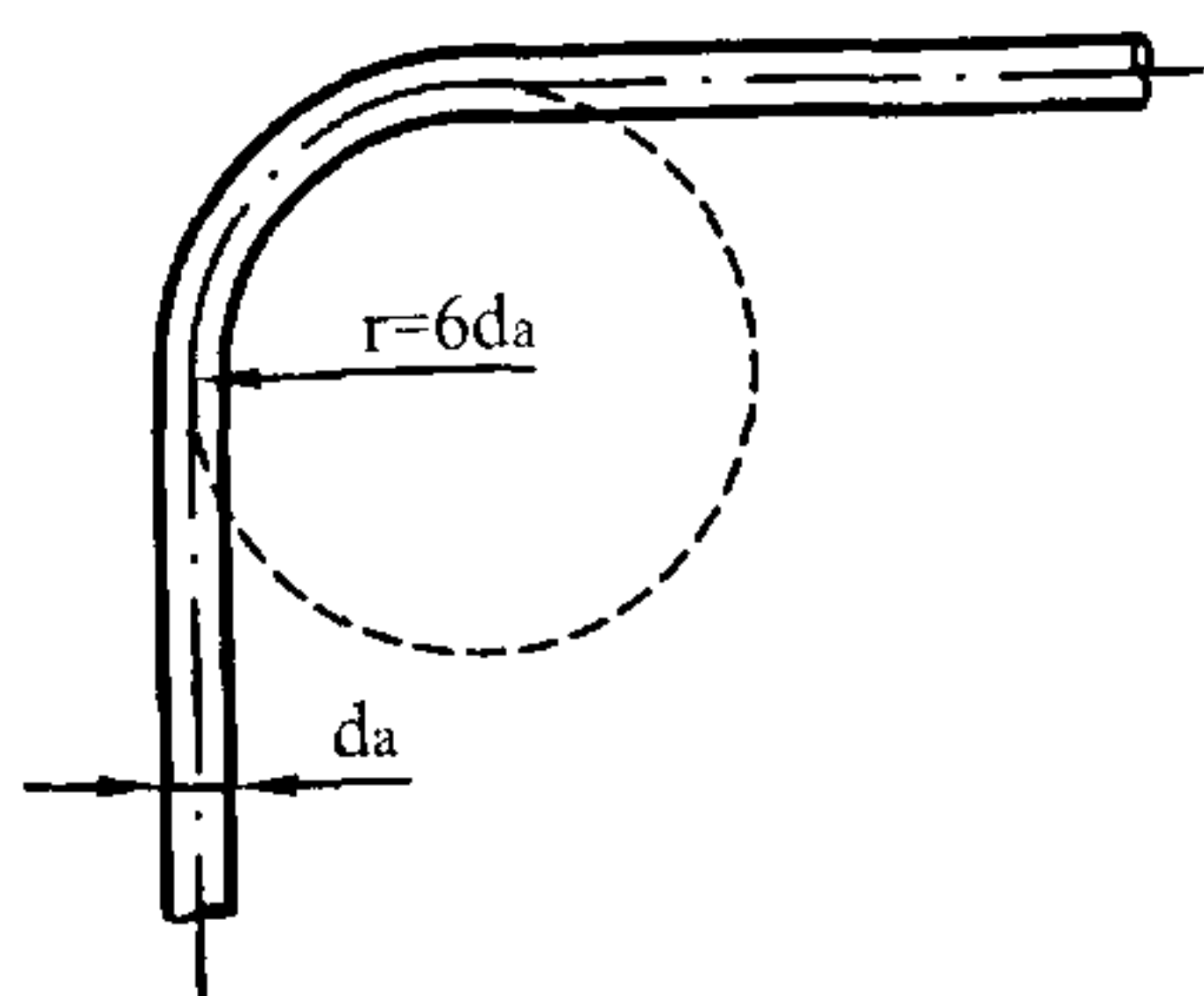


Рисунок 13 — Холодная гибка медной трубы

Т а б л и ц а 22

Наружный диаметр, мм	Минимальный радиус гибки, мм
12	42
15	52,5
18	72
22	88

**7.102** Гибку труб наружным диаметром более 22 мм выполняют только после предварительного смягчающего отжига в местегиба, радиусгиба не менее 5 наружных диаметров трубы. Холодная гибка с предварительным отжигом требует применения специального трубогибочного станка с одновременным калиброванием внутреннего сечения сгибаемой трубы. При горячей гибке трубу предварительно заполняют сухим песком. Перед нагревом определяют зону нагрева и гибки в соответствии с рисунком 14.

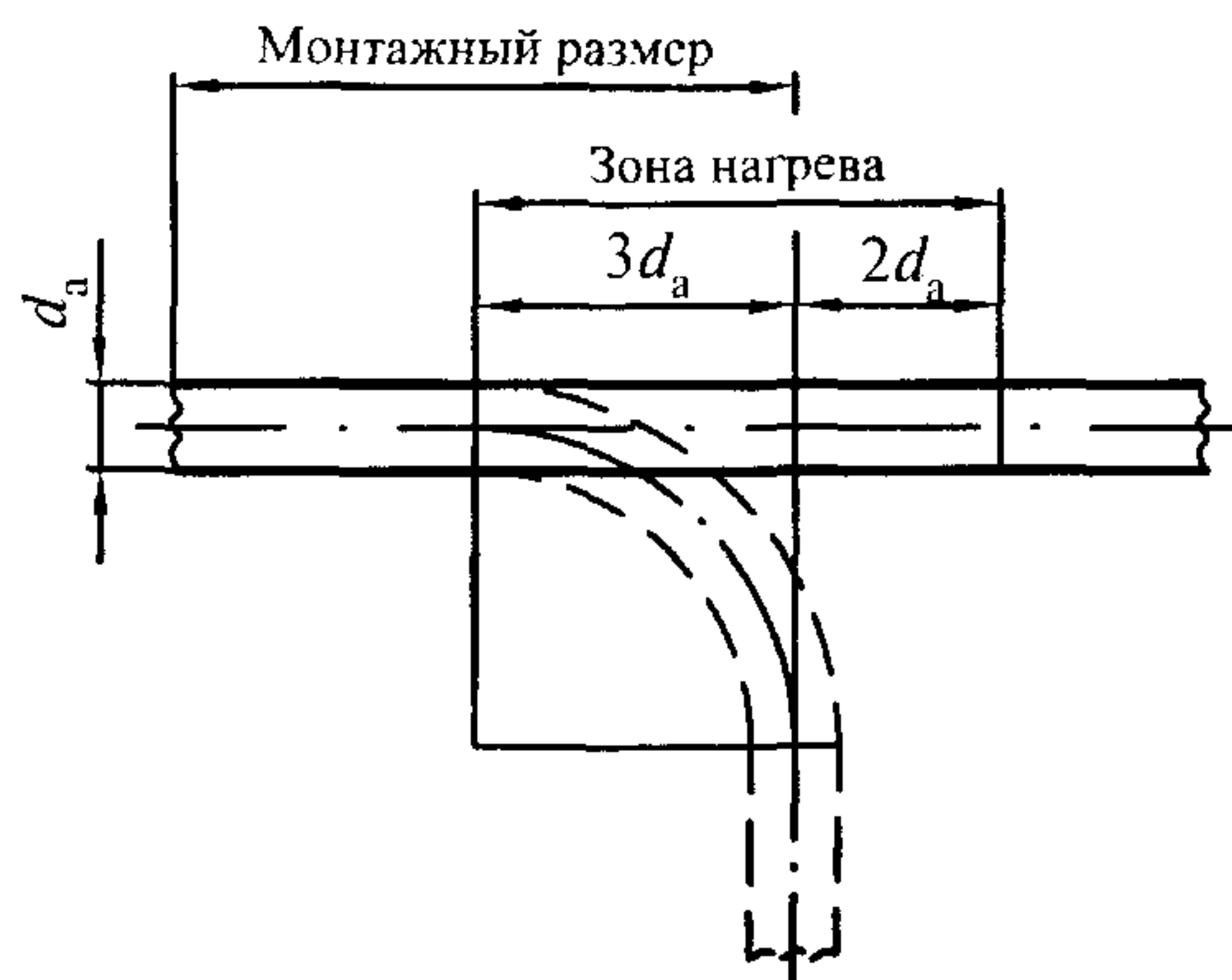


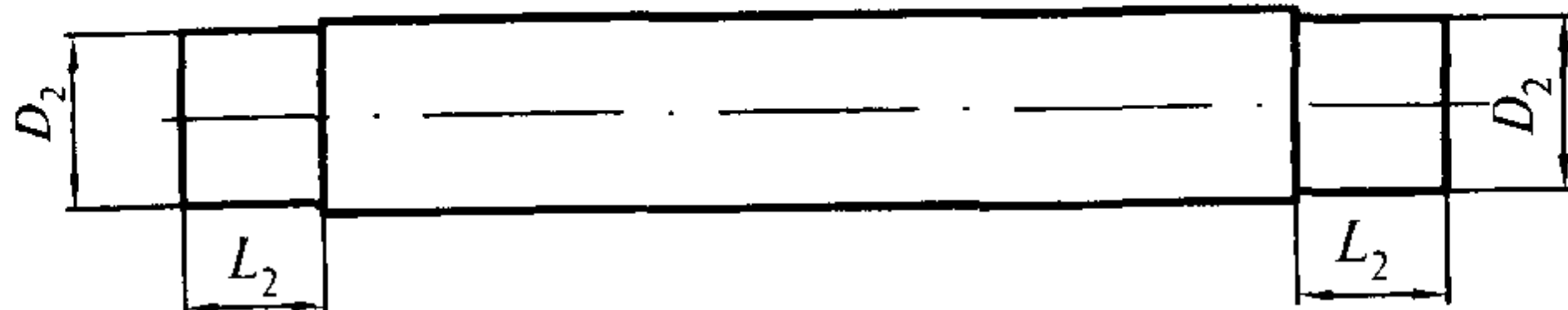
Рисунок 14 — Определение зоны гибки и зоны нагрева перед гибкой для исполнения дуги под углом 90°

**7.103** Трубу нагревают ацетилено-воздушной или ацетилено-кислородной горелкой, головка которой подбирается в зависимости от диаметра трубы так, чтобы избежать перегрева материала трубы. Пламя в горелке поддерживается нормальным (нейтральным), с гладким и четким ядром. В начале нагрева расстояние между головкой горелки и нагреваемой поверхностью должно быть, как правило, равно двойной длине конуса пламени, затем это расстояние увеличивают вдвое. Горелку держат в таком положении до достижения температуры около 650 °С.

Последовательность действий при горячей гибке труб следующая:

- определяется зона гибки и нагрева;
- труба заполняется сухим мелкозернистым песком;
- концы заполненной песком трубы закупориваются деревянной пробкой;
- производится предварительный нагрев (до потускнения поверхности трубы);
- труба нагревается равномерно по всей намеченной длине до температуры около 650 °С, т.е. до получения темно-красного цвета поверхности трубы;
- производится медленная гибка на трубогибочном станке;
- после окончания гибки из трубы удаляется песок и происходит естественное охлаждение гнутой трубы.

**7.104** Медные трубы перед сборкой калибруют (рисунок 15) с применением специальных приспособлений до обеспечения размеров в соответствии с таблицей 5 и рисунком Д.1 приложения Д.



**Рисунок 15** — Схема калибровки медных труб перед монтажом

### Пайка газопроводов

**7.105** При монтаже внутренних газопроводов из медных труб применяется высокотемпературная пайка твердым припоем, при этом применяют телескопические (капиллярные) паяные соединения ПН-4, ПН-5 по ГОСТ 19249 (рисунок 16).

В исполнительной документации условные обозначения паяных соединений состоят из:

- буквенно-цифрового обозначения типа паяного соединения;
- толщины паяного соединения;
- ширины и длины соединения;
- обозначения ГОСТ.

Пример полного условного обозначения телескопического паяного соединения ПН-5 толщиной 0,1 мм, шириной 15 мм длиной 47 мм:

ПН-5 0,1×15×47 ГОСТ 19249—73.

Паяный шов характеризуется следующими показателями:

1. Конструктивными элементами паяного шва являются: капиллярный участок шва и галтель (галтели).
2. Основными параметрами конструктивных элементов паяного шва являются: толщина, ширина и длина капиллярного участка шва.
3. Толщина шва определяется расстоянием между поверхностями соединенных деталей (это расстояние эквивалентно величине паяного зазора).

4. Ширина шва определяется протяженностью капиллярного шва в сечении, характеризующем тип паяного соединения. В телескопических соединениях ширина шва равна длине нахлестки (размер  $L_1$ ,  $L_3$ ).

5. Длина шва для телескопического соединения равна длине окружности паяного соединения ( $\pi D_1$ ).

6. Толщина шва определяется величиной сборочного зазора и физико-химическими свойствами паяемого материала и припоя (см. таблицу 5).

7. Величина нахлестки определяется механическими свойствами паяемого материала, паяного шва и требованиями, предъявляемыми к конструкции.

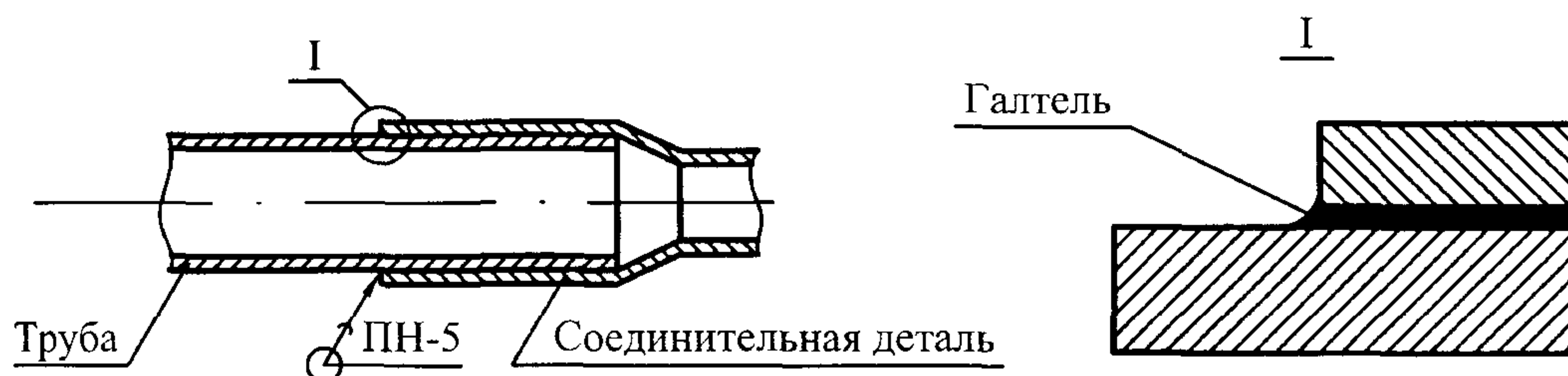
**7.106** Перед пайкой стыкуемые поверхности труб и соединительных деталей обрабатывают одним из следующих способов:

- травлением в растворе кислот в составе: серная кислота — 100 г, азотная кислота — 100 г, соляная кислота — 20 г на 1 л воды, температура раствора 18 — 25 °С, время обработки 2—3 мин с последующей нейтрализацией в растворе углекислого натрия — 150 г на 1 л воды и промывкой в горячей воде (температура 70 — 90 °С). Обработанные детали до пайки допускается хранить не более 3 сут, по истечении 3 сут необходима повторная обработка стыкуемых поверхностей;

- ультразвуковым травлением медных деталей в 10 — 30 %-ном водном растворе серной кислоты с добавлением 5 — 6 % хромистого ангидрида при температуре 20 — 30 °С, максимальная длительность травления 3 мин, с обязательным последующим пассивированием в 20 — 30 %-ном водном растворе кальцинированной или каустической соды при температуре 20 — 30 °С в течение 1—5 мин. Длительность хранения деталей после ультразвукового травления до 60 сут;

- другими способами, обеспечивающими качественную подготовку поверхности и сохранение размеров в пределах допуска.

**7.107** Сборку под пайку и пайку труб и соединительных деталей производят в специальных центрирующих приспособлениях, обеспечивающих постоянство зазора в процессе пайки.



**Рисунок 16** — Схема паяного соединения

Последовательность операций следующая:

- проверка и в случае необходимости калибровка соединяемых элементов;
- очистка соединяемых поверхностей;
- нанесения флюса на конец трубы при соединении с медь—латунь, медь—бронза (соединение медь—медь можно выполнять без применения флюса);
- ввод конца трубы в раструб до ощутимого сопротивления;
- равномерное подогревание соединения до температуры несколько выше точки плавления припоя;
- подача к кромке раструба припоя, который, плавясь при соприкосновении с подогретой трубой, всасывается в капиллярный зазор вплоть до его заполнения (подаваемый припой нагревать не рекомендуется);
- охлаждение соединения;
- удаление остатков флюса с зоны соединения медь—латунь, медь—бронза.

**7.108** Пайку допускается выполнять при температуре наружного воздуха от минус 10 °С до плюс 40 °С. Пайку выполняют ацетиленовыми газовыми горелками, пламя горелки должно быть «нормальным» (нейтральным). При пайке одновременно и равномерно нагревают поверхность медных труб непосредственно у раструбов соединительной детали и раструбы соединительной детали до темно-вишневого цвета (750 — 900 °С). Затем пруток припоя подают к кромке раструба соединительной детали, достаточность нагрева определяют по началу плавления прутка припоя при прикосновении его к нагретой поверхности трубы, припой всасывается в капиллярный зазор и заполняет его, окончание пайки определяют по заполнению зазора, затем также выполняют паяный шов на втором (третьем) раструбе соединительной детали. Допускается выполнять пайку в любом пространственном положении соединяемых деталей (рисунок 17). Центрирующие приспособления снимают не ранее чем через 5 мин после пайки всех раструбов одной соединительной детали.

**7.109** После охлаждения паяного соединения избыток припоя удаляют, поверхности деталей в зоне пайки зачищают до металлического блеска.

**7.110** Каждый паяный шов маркируется личным клеймом паяльщика (резиновым оттиском) или несмываемым карандашом-маркером на трубе рядом с соединительной деталью.

**7.111** Работать с кислотами и щелочами необходимо в резиновых перчатках и кислотостойкой одежде. Лицо необходимо защищать от брызг защитными очками.

После окончания работ и перед принятием пищи необходимо тщательно вымыть руки.

**7.112** При пайке газовой горелкой перед началом работы необходимо проверить герметичность аппаратуры и шлангов.

**7.113** Баллоны с газом должны храниться в вертикальном положении.

**7.114** Емкости с растворами кислот и щелочей после работы сдают на склад, не допускается слив растворов кислот и щелочей в канализацию.

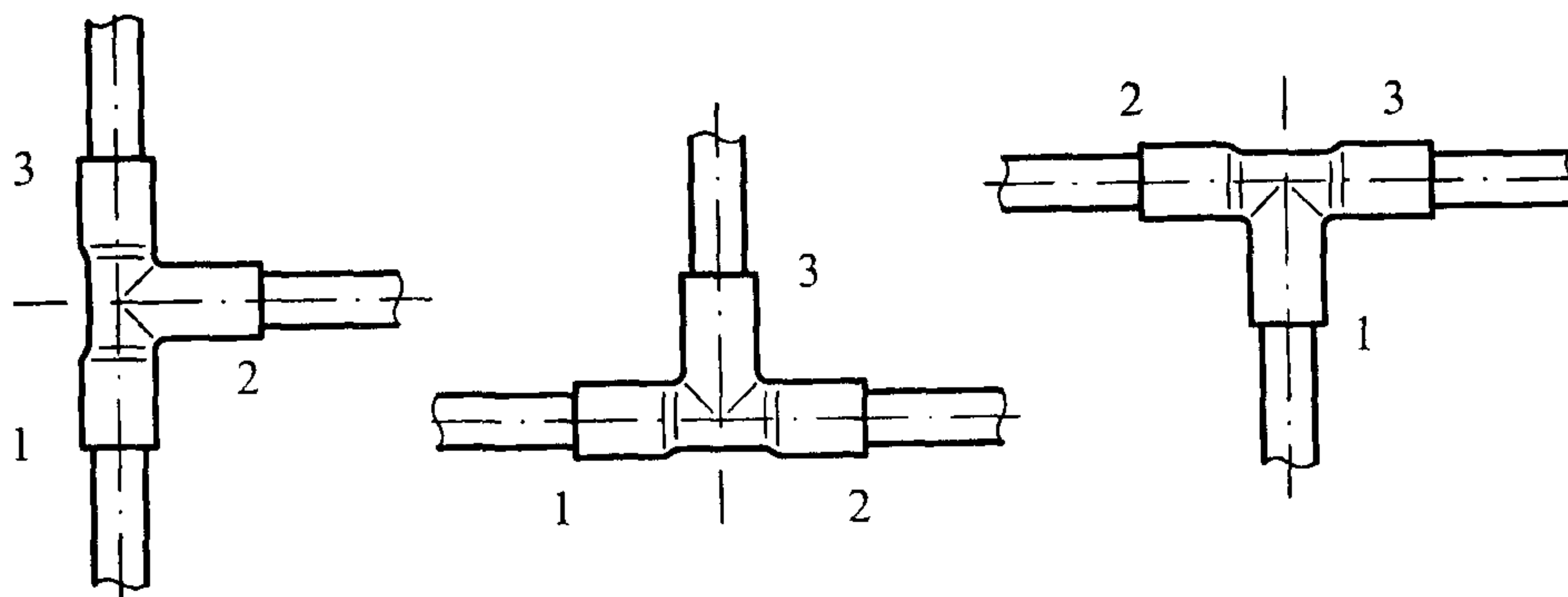
### Контроль качества пайки

**7.115** Операционный контроль в процессе сборки и пайки газопроводов из медных труб следует производить в соответствии с требованиями СНиП 3.01.01.

При операционном контроле необходимо проверять: качество подготовки поверхностей деталей под пайку, диаметры сопрягаемых поверхностей, зазоры между ними, соответствие марок припоев, указанным в 4.14, наличие центрирующих приспособлений.

**7.116** Качество паяных соединений проверяют внешним осмотром на полноту и вогнутый мениск, отсутствие видимых трещин галтели паяного соединения согласно требованиям ГОСТ 19249. Осмотру подвергают 100 % паяных соединений. Осмотр производят визуально или с применением лупы 2—4-кратного увеличения. При обнаружении внешним осмотром дефектов паяные соединения бракуются и подлежат исправлению.

**7.117** Каждый паяльщик, участвующий в производстве работ на объекте, должен выполнить одно контрольное паяное соединение согласно рисунку 16, которое подлежит проверке внешним осмотром и на «распай» в соответствии с 7.55.



**Рисунок 17** — Очередность пайки (1—3) соединений тройника в зависимости от его положения в центрирующем приспособлении (вид спереди)

При неудовлетворительных результатах контроля образцов проверку следует повторить на удвоенном числе образцов.

В случае получения неудовлетворительных результатов повторного контроля хотя бы одного образца паяльщик должен пройти дополнительное обучение по пайке, после чего выполнить пайку 3 допускных образцов, подлежащих испытаниям в соответствии с вышеприведенными требованиями.

**7.118** Все швы, выполненные паяльщиком на данном объекте, подвергаются проверке приемочной комиссией с участием представителей заказчика. Выявленные в результате внешнего осмотра паяного соединения дефекты пайки допускается исправить повторной пайкой. При повторении дефекта на одном и том же соединении дефектный участок следует вырезать и установить ремонтные соединительные детали, при этом паяльщик может быть допущен к работе только после дополнительного обучения и выполнения трех допускных соединений.

#### МОНТАЖ ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

**7.119** Трубы, поступающие на монтаж, рекомендуется защищать от попадания в их полость грязи, снега и посторонних предметов.

**7.120** Трубы и трубные секции на строительной полосе рекомендуется раскладывать с использованием подкладок (раскладочных лежек), исключая прямой контакт между телом трубы и грунтом, с целью обеспечения сохранности тела трубы и изоляционного покрытия, снижения вероятности попадания в полость труб влаги, снега, грязи, возможности использования при монтаже газопровода помимо клещевых захватов еще и мягких монтажных полотенец, несмерзания труб (по нижней образующей) с грунтом, возможности выполнения опережающей подготовки кромок труб под их сборку без использования трубоукладчика.

**7.121** В качестве раскладочных лежек могут быть использованы деревянные брусья с выемкой по форме трубы, которая располагается в средней части лежки. Размеры лежек выбираются на стадии разработки проекта производства работ (ППР). При этом учитываются: диаметр труб, длина трубных элементов (одиночных труб или секций), грунтовые условия, вспомогательное технологическое назначение этих устройств и т.п.

**7.122** Сборку труб (секций) в плети на трассе выполняют так, чтобы пристыковываемая труба, поддерживаемая в своей средней части трубоукладчиком, одним из концов (тем, который участвует в сборке) вошла в надежный неподвижный контакт с торцом наращиваемой плети. Такое положение фиксируется внутренним центратором. Плеть при сварке не должна подвергаться подвижкам; выполнение такого условия может быть достигнуто применением инвентарных монтажных опор, которые, полностью воспринимая вес плети, надежно фиксируют ее пространственное положение.

После сварки корневого слоя шва под свободный конец трубы (секции) устанавливают (подводят) очередную монтажную опору. Далее осуществляют сварку заполняющих и облицовочного слоев; при этом положение всей плети, включая пристыковываемую трубу, является строго фиксированным по отношению к монтажным опорам.

**7.123** Во избежание возникновения чрезмерных остаточных напряжений в стенках труб не допускается изгибать или нагревать трубы с целью достижения требуемого сварочного зазора, а также обеспечения их соосности. Исключение составляют те случаи, когда перечисленные выше воздействия специально предусмотрены технологией монтажа, например при сборке замыкающего стыка возле компенсатора, и в других аналогичных случаях.

**7.124** Если зона расположения захлесточного стыка совпадает с местом, где меняется номинальная толщина стенки труб, то стык захлесточного соединения не должен включать в себя трубы с разной толщиной стенки. В указанных случаях захлесточный стык выносят в то место, где расположены равнотолщинные трубы; при этом к концу одной плети заранее приваривается труба или секция с толщиной стенки, соответствующей по этому параметру трубам смежной плети.

**7.125** Захлесточное соединение должно быть полностью закончено сваркой (включая облицовочный слой шва), прежде чем трубоукладчики начнут опускать приподнятый для монтажа захлеста участок газопровода. Во время производства сварочных работ не рекомендуется производить изменения технологических параметров той монтажной схемы, которая была зафиксирована к моменту завершения сборки захлесточного стыка.

Не рекомендуется оставлять незаконченными сварные соединения захлестов, т.е. устраивать длительные перерывы в работе, когда стыкуемые плети с незавершенным сваркой стыком находятся на весу.

**7.126** При сварке на берме траншеи длиномерных плетей расположение мест по трассе, где необходимо или допустимо устраивать технологические разрывы (с последующим монтажом технологических захлестов), должно быть указано в ППР. Количество захлестов должно быть по возможности минимальным, но достаточным для обеспечения полного прилегания газопровода к дну траншеи, что необходимо для исключения остаточных напряжений в его стенках.

**7.127** Минимальные допустимые радиусы упругого изгиба равняются  $1000 D_H$ .

**7.128** На участках упругого изгиба сборка и сварка труб ведутся сначала напрямую, при этом все кольцевые стыки в зоне предстоящего изгиба плети полностью завариваются всеми слоями шва, и лишь после этого допускается приложение к плети изгибающих усилий. Контроль качества стыков на таких участках производится после выполнения изгиба.

**7.129** Для обеспечения требуемого зазора или соосности труб не рекомендуется натягивать трубы, изгибать их силовыми механизмами или нагревать за пределами зоны сварного стыка, а также категорически запрещается вваривать любые присадки.

Приварка патрубков ответвлений газопровода в местах расположения заводских швов не допускается. Расстояние между заводским продольным швом газопровода и швом приварки патрубка составляет не менее 50 мм.

## МОНТАЖ НАДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

### Строительство надземных переходов

**7.130** Монтаж перехода выполняют в соответствии с проектом производства работ, который содержит указания о способе и последовательности монтажа, обеспечивающего прочность, устойчивость и неизменяемость конструкции на всех стадиях строительства. При этом суммарная величина монтажных напряжений в газопроводе должна быть, как правило, не более 70 % нормативного предела текучести материала трубы.

Проект производства работ по сооружению надземных переходов через судоходные водные препятствия, оросительные каналы, железные и автомобильные дороги строительная организация согласовывает с соответствующими эксплуатирующими организациями.

**7.131** Допускаемые отклонения строительно-разбивочных работ от проектных размеров для балочных переходов газопроводов диаметром более 200 мм приведены в таблице 23.

Т а б л и ц а 23

Контролируемый показатель	Допускаемое отклонение, мм
Точность положения осей опоры и газопровода при выносе в натуру:	
вдоль оси газопровода;	±50
поперек оси газопровода;	±25
Отклонения высотной отметки подошвы фундамента опоры	±40
Смещение фундамента относительно разбивочных осей	±50
Отклонение головы свай в плане	±50
Отклонение отметки верха свай	±50
Отклонение центра опоры	±50
Отклонение отметки верха опорной части	±100
Отклонение оси газопровода от центра опоры на продольно-подвижных опорах	±100
То же, на свободно подвижных опорах с учетом температурного графика (по проекту)	±200

Окончание таблицы 23

Контролируемый показатель	Допускаемое отклонение мм
Отклонение газопровода от геометрической оси на прямолинейных переходах без компенсации температурных деформаций на каждой опоре	±50
Отклонение вылета компенсатора	+1000, -500

Допускаемые отклонения строительно-разбивочных работ от проектных размеров на арочные, вантовые, шпренгельные переходы должны указываться в проекте.

**7.132** При замыкании участков надземного газопровода его положение на ригелях опор необходимо определять в зависимости от температуры наружного воздуха в соответствии с проектом.

**7.133** Регулировку положения газопровода на ригелях опор необходимо проводить во время монтажа. После окончания испытания газопровода при необходимости производится дополнительная регулировка.

**7.134** Монтаж газопроводов осуществляют кранами, в стесненных условиях — надвижкой, при этом места строповки выбирают с условием, чтобы напряжение в трубах было не более 0,85—0,9 предела текучести материала трубы и сварного соединения. При необходимости устанавливают временные опоры. Длина плети не должна превышать, как правило, расстояние между компенсаторами и углами поворота трассы.

После выверки положения газопровода в него вваривают компенсаторы и отводы.

Для уменьшения напряжения в газопроводе компенсаторы допускается подвергать предварительному растяжению или сжатию в зависимости от указаний проекта о температуре приварки к газопроводу компенсаторов и неподвижных опор.

**7.135** Надземные переходы газопроводов через естественные и искусственные препятствия могут быть балочными, арочными, висячими, шпренгельными.

**7.136** Балочные переходы выполняются прокладкой газопровода по опорам или эстакадам.

**7.137** Подготовленные для монтажа балочного перехода плети, компенсаторы, отводы, опорные части и т.д. окрашивают до их установки на место; по окончании монтажа окрашивают монтажные стыки и отремонтированные поврежденные при монтаже места.

Отделочные работы рекомендуется выполнять с подвесных люлек, лесов, плавсредств, монтажной вышки.

**7.138** Арочные переходы допускается собирать из прямых труб или предварительно гнутых элементов газопровода.

Трубы гнут на сварочно-монтажной площадке, где отдельные элементы арочного перехода сваривают между собой в секции, арки, полуарки;

Арочные переходы монтируют отдельными секциями на подмостях, из крупных секций с промежуточными опорами или собирают полуарку или все пролетное строение в горизонтальном положении и затем с помощью кранов устанавливают на место.

Для исключения передачи распора от собственного веса на линейную часть газопровода устанавливают затяжки пят арки или предусматривают другие способы, позволяющие выполнить это условие. После сварки арки с прилегающими участками газопровода и замоноличивания опор дополнительные приспособления необходимо снять.

**7.139** Монтаж висячего перехода газопровода выполняется в следующей последовательности:

- устройство фундаментов под пилоны и анкерные опоры несущих и ветровых тросов;
- монтаж пилонов;
- подготовка несущих тросов, оттяжек и подвесок и их монтаж;
- монтаж газопроводов с компенсаторами и присоединение к общей трассе;
- монтаж ветровых систем;
- регулирование несущих и ветровых систем;
- антикоррозионные работы.

**7.140** Устройство фундаментов и анкерных опор выполняют по аналогии с фундаментами балочных переходов.

Пилоны рекомендуется применять жесткие или гибкие, а крепление к фундаментам — жесткое или шарнирное. К месту строительства пилоны рекомендуется доставлять в собранном виде или отдельными крупными секциями.

Небольшие пилоны допускается устанавливать на фундамент при помощи кранов или монтажных мачт.

Пилоны, имеющие большую высоту, рекомендуется устанавливать при помощи падающей стрелы, а затем подъемными тросами и раскреплять временными расчалками.

Для висячих переходов в качестве несущих и ветровых тросов применяют канаты или круглую сталь.

Для вытяжки и разметки тросов рекомендуется устраивать специальные сооружения (настил, эстакада и т.д.). После разметки тросы следует сматывать на барабаны и доставлять к месту монтажа. Вытягивать тросы рекомендуется при помощи полиспастов и лебедок или домкратов и закреплять их концы анкерными болтами. Вытянутые концы канатов закрепляют в специальные стаканы, где их расплетают, проволоку заправляют в конусные отверстия стаканов, после чего заливают цинковым сплавом. После заделки концов тросы дважды растягивают до проектных напряжений и в таком положении, краской отмечают места опирания их на пилоны и крепления.

Концы тросов из круглой стали рекомендуется закреплять с помощью гаек.

Для монтажа тросов рекомендуется использовать механизмы, применяемые для подъема

пилонов или специальные подъемные устройства, устанавливаемые на вершинах пилонов.

С берега на берег тросы рекомендуется протаскивать лебедками с помощью подмостей, плотов, понтонов или по монтажному тросу. При этом необходимо предохранять оцинкованную поверхность тросов от повреждений.

Подвески и оттяжки крепят к тросам до их подъема на вершины пилонов.

После монтажа все тросы предварительно регулируют с помощью натяжных приспособлений (талрепов).

Газопровод рекомендуется монтировать следующими способами:

- подъемом плетей газопровода вместе с тросами;
- протаскиванием плетей по подмостям;
- продольным протаскиванием с использованием несущих тросов и подвесок;
- сборкой из секций непосредственно в пролете.

В первом случае плетя газопровода рекомендуется прикреплять к тросам с помощью подвесок и поднимать при одновременном подъеме обоих пилонов вместе с тросами.

Второй способ рекомендуется применять на широких горных и мелководных реках или оврагах при низком горизонте воды, когда удобно протаскивать плетя непосредственно по установленным на грунте легким подмостям.

При третьем способе плетя газопровода рекомендуется протаскивать:

- по закрепленным к подвескам опорам, на которых установлены временные или постоянные ролики;
- по временно натянутому и прикрепленному к подвескам монтажному канату.

Газопровод рекомендуется протаскивать с помощью лебедки или трактора.

Продвигаемую часть газопровода на берегу рекомендуется поддерживать трубоукладчиками или временными опорами.

При четвертом способе рекомендуется сначала монтировать навесным способом эксплуатационный мостик, затем собирать на нем плетя газопровода из отдельных секций или протаскивать ее целиком.

После закрепления газопроводов на подвесках производят выверку всех систем несущих и ветровых тросов и окрашивание монтажных стыков газопровода и поврежденных мест с подвешенной тележки, для передвижения которой должен быть предусмотрен монорельс, или с временного мостика, или временных подмостей.

**7.141** Шпренгельные переходы рекомендуется монтировать:

- на берегу реки или оврага;
- с подмостей или временных опор.

При первом способе шпренгель допускается собирать в горизонтальном положении с установкой временных опор под газопровод.

Рекомендуется устанавливать шпренгельные переход на пилоны с помощью поперечного пе-

ремещения вдоль препятствия с помощью кранов или других транспортных средств, продольного протаскивания с установкой временных опор или подмостей, понтонов, вертолетом и т.д.

При втором способе сборку шпренгеля допускается осуществлять с помощью протаскивания трубы, в дальнейшем — монтаж элементов шпренгеля и установка его на пилоны.

## УКЛАДКА ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

### Способы и правила укладки

**7.142** Укладку осуществляют одиночными трубами (секциями) с последующей сваркой их в траншее или длинномерными плетями, предварительно сваренными на берме траншеи.

**7.143** Опуск одиночных изолированных труб (секций) в траншею производят в зависимости от диаметра и толщины стенки труб (с учетом длины секции) с помощью самоходных грузоподъемных средств (трубоукладчиков, стреловых кранов и т.п.) либо с применением ручной такелажной оснастки (ремней, лебедок, полиспастов и т.п.).

**7.144** В качестве грузозахватных приспособлений при механизированной работе с одиночными трубами (секциями) используются мягкие монтажные полотенца или специальные эластичные стропы. Применение для этих целей открытых стальных канатов, монтажных «удавок» и других приспособлений, не имеющих мягких контактных поверхностей, не рекомендуется.

**7.145** Для сборки и сварки одиночных труб в плети на дне траншеи необходимо использовать только стандартизованные центраторы, обеспечивающие надежную и геометрически правильную фиксацию труб, как на прямых, так и на криволинейных участках трассы.

**7.146** После завершения сварочных работ и контроля качества кольцевых швов производят работы по очистке и изоляции околошовных зон, используя при этом специальные (портативные) средства малой механизации или механизированный инструмент.

**7.147** Плеть газопровода следует укладывать в траншею в соответствии с проектом производства работ (ППР), в котором может быть предусмотрен один из следующих рекомендуемых способов:

- приподнятием над монтажной полосой, поперечным надвиганием на траншею и опусканием на ее дно плетей, сваренных из труб с заводской или базовой изоляцией (при предварительной изоляции сварных стыков);

- предварительным приподнятием над монтажной полосой с последующим поперечным надвиганием в проектный створ и опусканием на дно траншеи трубных плетей с одновременной их очисткой и изоляцией механизированными методами (совмещенный способ производства изоляционно-укладочных работ);

- теми же приемами, что и в предыдущем случае, но без очистки и изоляции, которые выпол-

няются на трассе заблаговременно (раздельный способ производства работ по очистке, изоляции и укладке газопровода);

- продольным протаскиванием с монтажной площадки заранее подготовленной (включая нанесение изоляции, футеровки, балластировки) длинномерной плети непосредственно по дну обводненной траншеи;

- продольным протаскиванием циклично по дну траншеи плети, наращиваемой из отдельных труб или секций на монтажной площадке;

- продольным перемещением с береговой монтажной площадки трубной плети на плаву по мере ее наращивания (включая сварку, контроль качества кольцевых швов, очистку и изоляцию стыков, балластировку и пристроповку разгружающих понтонов или поплавков) с последующим погружением этой плети в проектное положение путем отстроповки понтонов (поплавков);

- теми же приемами, но без предварительной балластировки и без применения понтонов (поплавков); в этом случае погружение плети на дно траншеи осуществляется за счет навески на плавающий газопровод балластирующих устройств специальной конструкции;

- заглублением в грунт под действием собственного веса заранее подготовленных плетей за счет принудительного формирования под газопроводом в процессе его укладки щелей в грунте (бестраншейное заглубление);

- опуском с бермы траншеи отдельных труб или плетей в траншею с последующим их наращиванием в нитку в траншее;

- опуском заранее подготовленных плетей, выложенных над проектной осью трассы и опирающихся на временные опоры, которые установлены поперек траншеи;

- опуском плети без применения подъемных машин в траншею, разрабатываемую методом «подкопа».

**7.148** Технологические схемы выполнения укладочных (изоляционно-укладочных) работ выбираются из числа типовых либо разрабатываются на стадии составления проекта производства работ (ППР), основываясь на исходных данных, по трубам (сопротивляемость монтажным воздействиям, склонность к образованию гофр, чувствительность к оваллизации поперечного сечения и т.п.). При отсутствии справочных данных об этих свойствах следует, как правило, на стадии подготовки строительного производства организовать проведение предварительных испытаний труб или трубных плетей.

Все параметры, указанные в технологических схемах, наряду с номинальными их значениями сопровождаются обоснованными допусками (в виде абсолютных или относительных показателей).

**7.149** При укладке газопровода в траншею обеспечивают:

- недопущение в процессе опуска плетей их соприкосновений с бровкой или стенками траншеи;

- сохранность стенок самого газопровода (отсутствие на нем вмятин, гофр, изломов и других повреждений);

- сохранность изоляционного покрытия и других элементов конструкции газопровода (утяжелителей, защитных покрытий и т.п.);

- получение полного прилегания газопровода ко дну траншеи по всей его длине; если в проекте принято решение, заведомо исключающее возможность выполнить это требование (например, предусмотрено использование в качестве основания под газопровод специальных прокладок или мешков, заполненных песком), то там же должны быть указаны допустимые значения пролетов и предельные отклонения точек опирания по высоте.

**7.150** При выборе грузозахватной оснастки (в частности, троллейных подвесок) соблюдают требование к удельным нагрузкам на газопровод, которые не должны превосходить допустимых значений для данного вида изоляционного покрытия, а в ряде случаев — и для стенок самого газопровода.

**7.151** Применяют только такие схемы производства работ, при разработке которых суммарные расчетные напряжения в газопровode (из условия обеспечения местной устойчивости тенок труб) не превышают:

- 0,9 предела текучести трубной стали при соотношении толщины стенки  $\delta$  к диаметру труб  $D$ , равном  $1/30$  и более;

- 0,75 предела текучести при условии  $1/30 > \delta/D > 1/80$ ;

- 0,6 предела текучести при условии  $\delta/D < 1/80$ .

При реализации этих условий на стадии выбора из числа типовых или создания новых технологических схем укладки (монтажа) газопроводов необходимо стремиться к тому, чтобы с уменьшением относительной толщины стенки применялись бы более «щадящие» методы организации и производства работ (в частности, за счет увеличения числа технологических разрывов в нитке газопровода на участках трассы с пересеченным рельефом, преимущественного использования труб с заводским изоляционным покрытием, более тщательной «привязки» кривых машинного гнутья к профилю траншеи и т.п.).

**7.152** Работы по укладке двух или нескольких газопроводов в общую траншею можно производить как одновременно, так и последовательно.

**7.153** В процессе работы по укладке нескольких газопроводов в одну траншею обеспечивают заданные проектом расстояния между осями смежных ниток; с этой целью можно использовать дистанционные прокладки (проставки), балластирующие устройства или прерывистые присыпки в виде призм. Последний из перечисленных способов применим только на участках трассы с сухими грунтами.

Во всех случаях принимаемые для обеспечения данной цели конструктивные решения (размеры, расположение по трассе и т.д.) обосновываются соответствующими расчетами.

**7.154** При одновременном строительстве многониточных газопроводов в отдельных траншеях укладку начинают с левого крайнего (по ходу движения линейных строительных потоков) газопровода, чтобы исключить необходимость устройства проездов для строительной техники над уже проложенными газопроводами.

### Укладка с бермы траншеи

**7.155** При применении труб с заводской или базовой изоляцией укладка изолированной трубной плети может выполняться непрерывным либо циклическим методом путем «перехвата» или «переезда». При непрерывном опуске применяют катковые (роliko-канатные) полотенца, а также троллейные подвески, для циклической укладки используют мягкие монтажные полотенца.

**7.156** Заготовка изолированных плетей на трассе может производиться как за счет использования труб с заводским или базовым антикоррозионным покрытием (применительно к трубам любого диаметра), так и путем трассовой изоляции плетей после их сварки на монтажной полосе (как правило, применительно к трубам диаметром более 250 мм). В первом случае изоляционные работы на трассе сводятся лишь к очистке и изоляции зон кольцевых сварных швов.

**7.157** Расстановка машин и оборудования в колонне, выполняющей работы по очистке и изоляции плетей на трассе, представлена на рисунках 18 и 19, а основные параметры технологических схем сведены в таблице 24. Очистка и изоляция трубных плетей могут производиться отдельными машинами (очистной и изоляционной) либо одной, совмещающей в себе те и другие функции («комбайном»).

Высота подъема плети над строительной полосой в средней части колонны должна, как правило, находиться в пределах 1,2—1,5 м, а в местах работы машин — не менее чем 0,9 м.

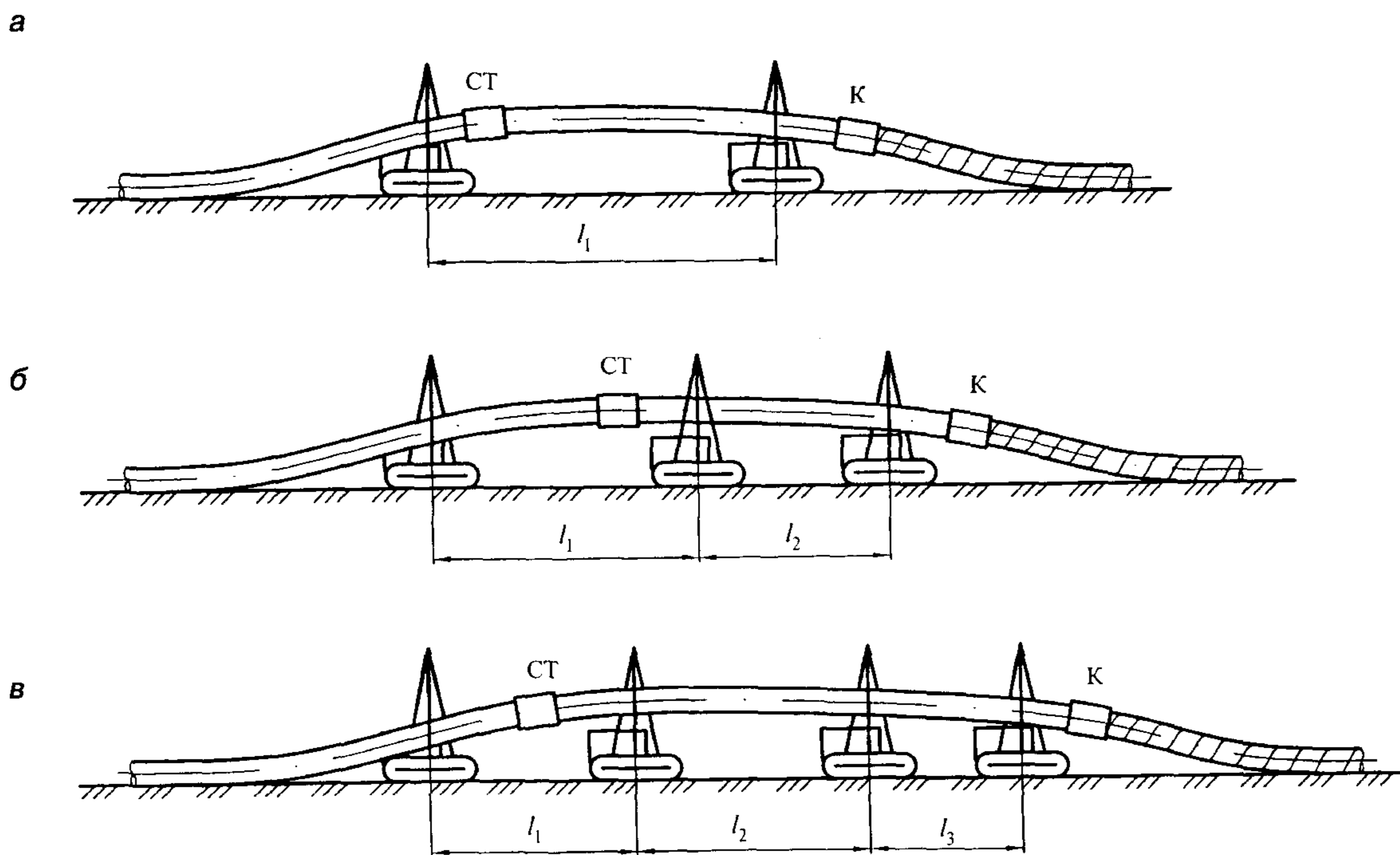
**7.158** Приведенные в таблице 24 данные относятся к процессам очистки и изоляции, когда трасса газопровода проходит по местности с нормальными условиями. На сложных участках трассы в колонне рекомендуется иметь дополнительный трубоукладчик, который должен располагаться там, где возникает опасность появления перенапряжений в газопровode или перегрузок штатных трубоукладчиков.

Если в колонне применяется «комбайн», то указанные в таблице ограничения во внимание не принимаются.

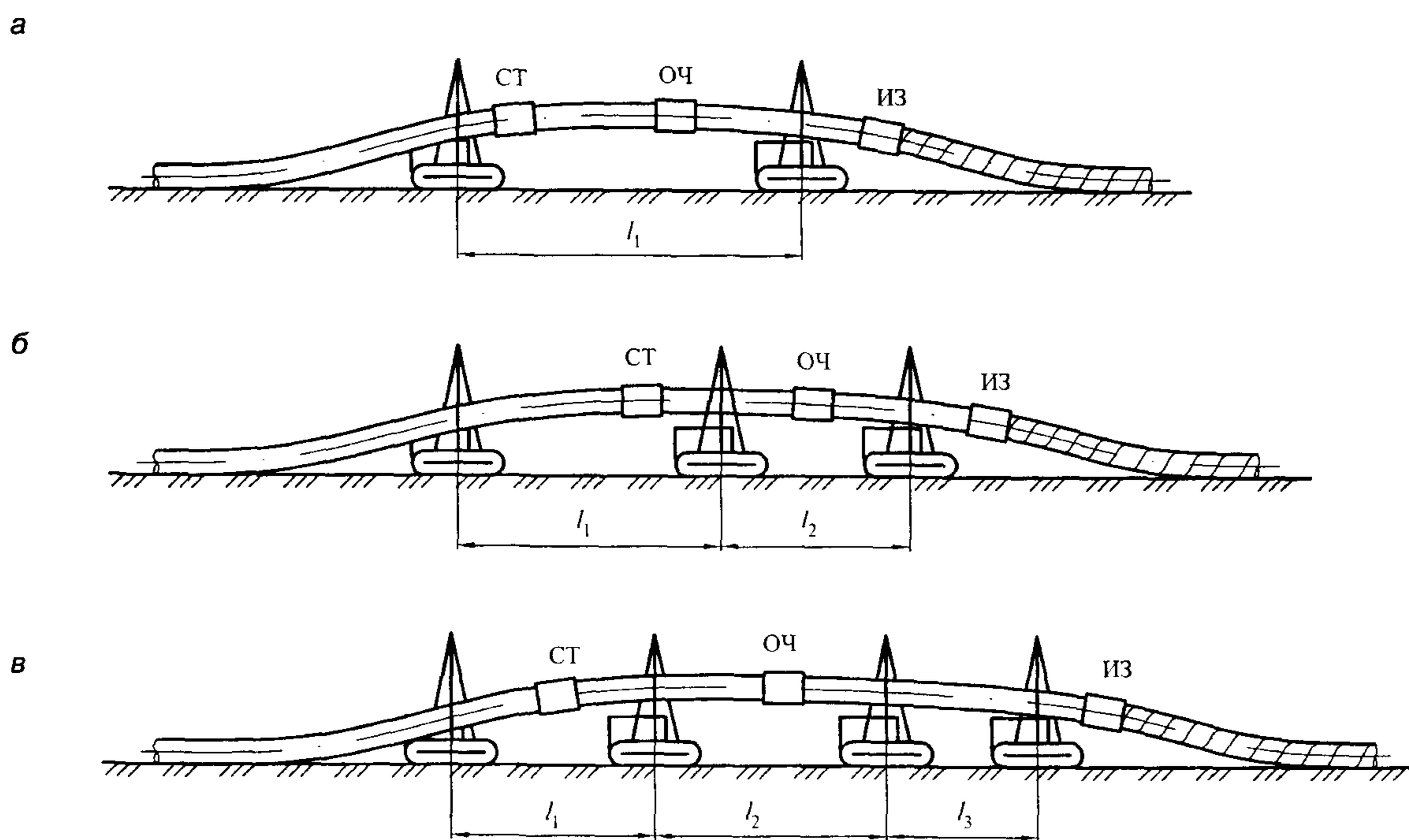
**7.159** При выполнении очистки и изоляции плетей в трассовых условиях в составе колонны должна находиться, как правило, установка для сушки труб (СТ), которая (помимо удаления с поверхности газопровода влаги) обеспечивает подогрев металла труб до требуемой температуры.

**7.160** Очистку и изоляцию зон сварных кольцевых стыков (при использовании труб с заводским или базовым покрытием) выполняют на берме траншеи до начала работ по укладке плетей.





**Рисунок 18** — Схема расстановки трубоукладчиков для укладки плети газопровода при использовании комбайна для очистки и изоляции труб диаметром: а — 500 мм и менее; б — 700—1000 мм; в — 1000—1200 мм  
 СТ — сушильная установка; К — комбайн для очистки и изоляции газопровода;  $l_1$   $l_2$   $l_3$  — расстояние между кранами трубоукладчиками



**Рисунок 19** — Схема расстановки трубоукладчиков для укладки плети газопровода (см. таблицу 24)  
 ОЧ — установка очистки; ИЗ — изоляционная установка

Таблица 24

Условный диаметр газопровода, мм	Схема (рисунки 18 и 19)	Расстояние между трубоукладчиками (группами), м			Максимально допустимые расстояния между очистной и изоляционной машинами, м
		$l_1$	$l_2$	$l_3$	
До 250	а	12—15	—	—	15
Св. 250 до 500	а	15—20	—	—	20
» 500 » 800	б	15—20	10—15	—	30
» 800 » 1000	б	15—20	12—18	—	35
» 1000 » 1200	в	10—15	15—25	10—15	45

При этом зазор между плетью и поверхностью грунта должен быть таким, чтобы полностью обеспечивалась принятая технология выполнения этих работ. Требуемая величина указанного зазора реализуется, как правило, за счет применения временных (технологических) опор заданной высоты.

Если невозможно применять опоры (например, на болотах), то плеть следует в месте производства работ приподнять с помощью трубоукладчиков, количество и расположение которых должны соответствовать данным, приведенным в таблице 25 и на рисунках 20 и 21.

Таблица 25

Условный диаметр газопровода, мм	Схема (рисунок 20)	Расстояние между трубоукладчиками (грузоподъемными средствами), м	
		$l_1$	$l_2$
50—100	а	8—12	—
150—200	а	10—15	—
250—400	а	12—18	—
500	а	18—24	—
700—900	б	18—26	10—15
1000	в	24—32	17—25
1200	г	33—40	27—36

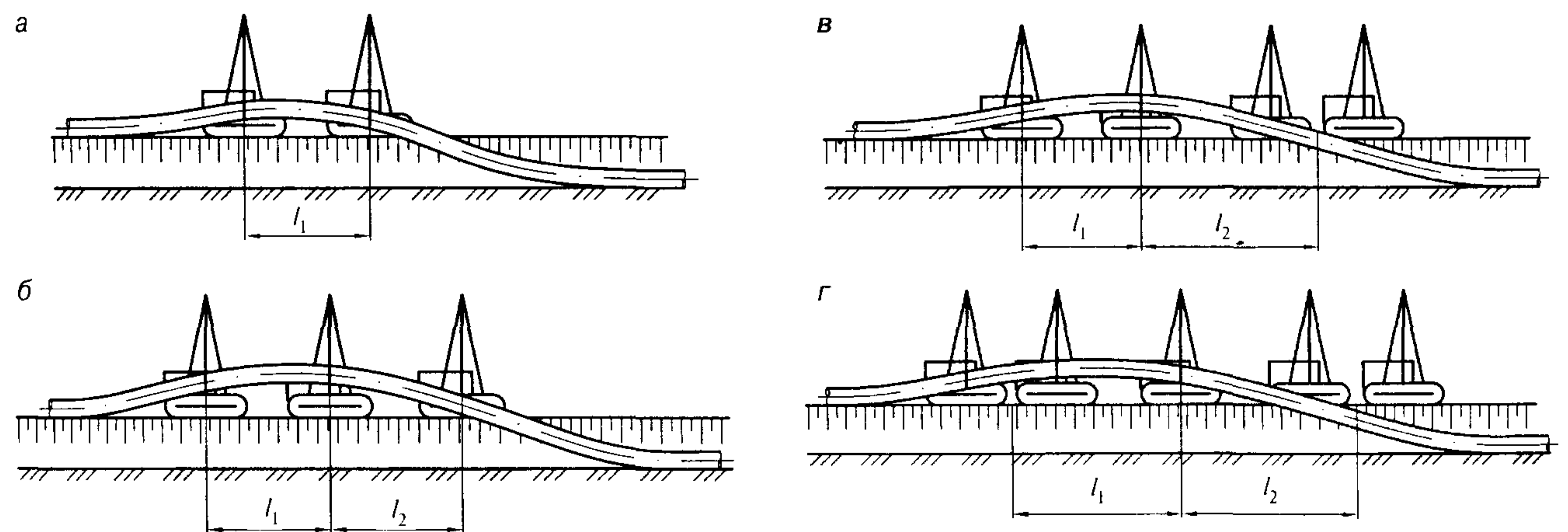
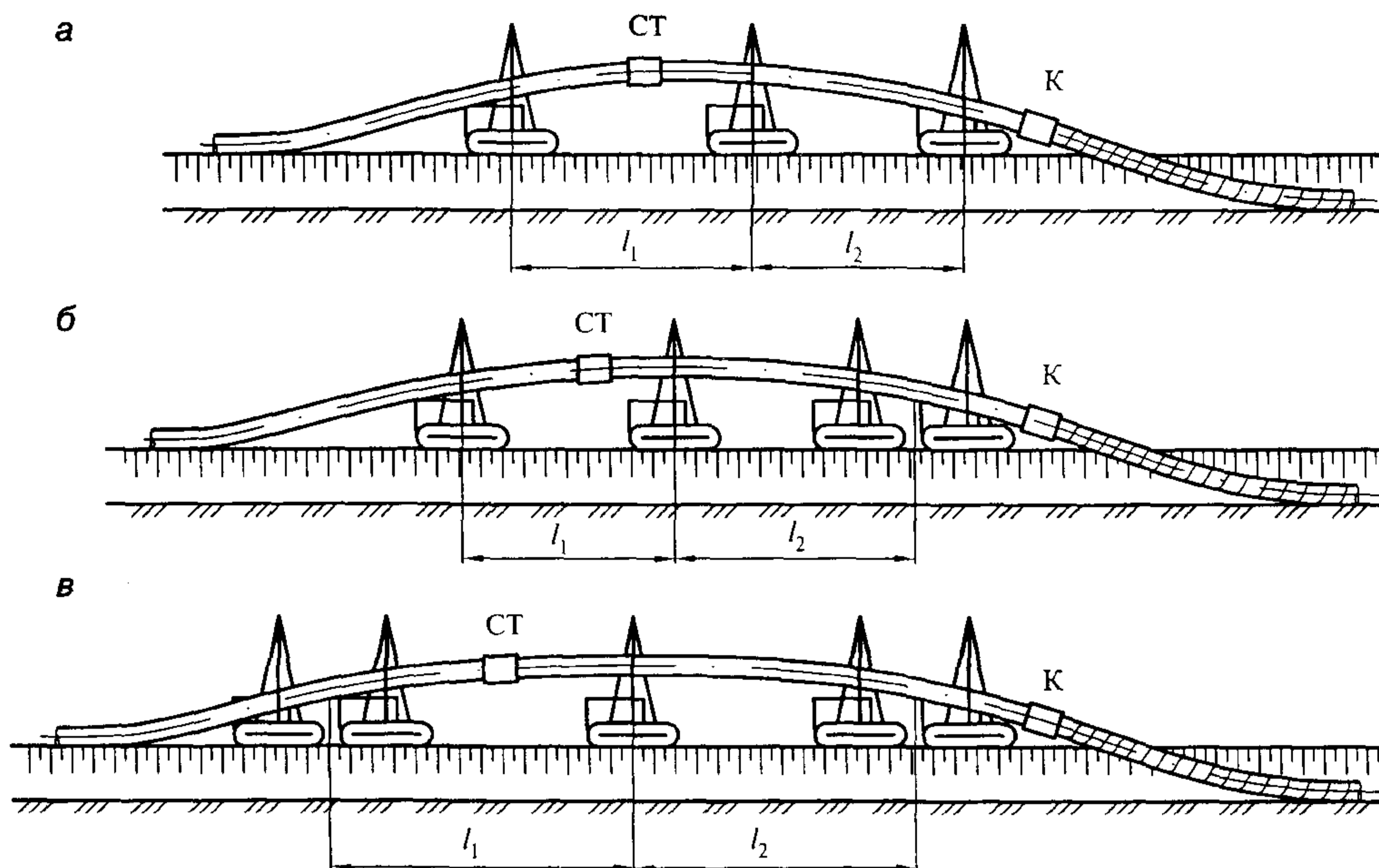


Рисунок 20 — Схемы расстановки трубоукладчиков при непрерывной укладке плети газопровода (см. таблицу 25)



**Рисунок 21** — Совмещенный способ изоляции и укладки газопровода диаметром: а — 500—800 мм; б — 800—1000 мм; в — св. 1000 мм при использовании комбайна

Возможно также совмещение операций по изоляции стыков и укладке газопровода.

**7.161** Подготовленные к укладке плети находятся на удалении от бровки траншеи на расстоянии не менее 0,5 м.

**7.162** Металлические части трубоукладчиков, в частности их стрелы, а также жесткие детали монтажных приспособлений (траверсы, грузонесущие скобы и т.п.), которые могут в процессе работы контактировать с трубой, снабжаются прокладками из эластичного материала.

**7.163** Непосредственно перед укладкой плети, а также в процессе ее опуска в траншею осуществляют тщательный контроль за состоянием изоляционного покрытия и принимают неотложные меры по устранению обнаруженных дефектов.

**7.164** Укладку газопровода можно вести по одной из двух схем:

- I схема — сваренную и полностью заизолированную (включая стыки) плеть приподнимают над строительной полосой на высоту, равную 0,5—0,7 м, с помощью нескольких трубоукладчиков и смещают ее в сторону траншеи; затем производят опуск плети в проектное положение. Указанные операции могут выполняться как непрерывным способом (с использованием катковых средств), так и циклично (с применением мягких монтажных полотенец);

- II схема — плеть с неизолрованными стыками приподнимают над строительной полосой на высоту, равную 1,2—1,5 м (эта высота назначается применительно к средней части колонны); подъем плети осуществляется трубоукладчиками, которые создают фронт работ для очистки и изоляции стыков. По мере готовности плети к укладке производят ее надвижку в сторону траншеи и опуск в проектное положение.

Процесс укладки по данной схеме производится циклично с периодом, определяемым интервалом времени, необходимым для очистки и изоляции стыков.

**7.165** Под приподнятый участок газопровода для обеспечения безопасности процесса очистки и изоляции стыков подводят страховочные опоры.

**7.166** При производстве работ по изоляции стыков и укладке газопровода циклическим способом следует стремиться к тому, чтобы расстояния между трубоукладчиками (группами трубоукладчиков) в колонне были бы между собой одинаковыми с тем, чтобы обеспечивалась их соизмеримость с расстояниями между сварными стыками, подлежащими изоляции.

**7.167** Укладка газопровода в траншею (с предварительно изолированными стыками или со стыками, на которые наносится изоляция в процессе укладки) при непрерывном методе опуска производится с использованием технологических схем, показанных на рисунке 20.

Значения расстояний между трубоукладчиками (или их группами) приведены в таблице 25.

**7.168** При циклической укладке (методом «перехвата» или «переезда») в колонне находится дополнительно один трубоукладчик, обеспечивающий поочередную подмену тех, которые перемещаются без нагрузки к новой рабочей позиции.

**7.169** Схема расстановки трубоукладчиков (без учета подменяющего трубоукладчика) в колонне при циклическом методе укладки равномерная, т.е. все расстояния ( $l$ ) между точками подвеса газопровода одинаковые, эти расстояния приведены в таблице 26.

Таблица 26

Диаметр газопровода, мм	Количество трубоукладчиков (грузоподъемных средств), одновременно поддерживающих плетень	Расстояние между трубоукладчиками (грузоподъемными средствами) $l$ , м
От 50 до 100	2	8—12
Св. 100 до 200	2	10—15
» 200 » 400	2	12—18
» 400 » 500	2	18—24
» 500 » 800	3	20—27
» 800 » 1000	4	23—30
» 1000 » 1200	5	28—38

**7.170** При совмещенном способе производства работ по нанесению на газопровод изоляции (в трассовых условиях) и его укладке, который применяется, как правило, при диаметрах труб свыше 500 мм, применяются схемы производства работ, представленные на рисунках 21 и 22, а значения расстояний  $l_1$  и  $l_2$  — в таблице 26.

**7.171** Если газопровод на коротких участках содержит большое количество поворотов (с использованием отводов) или на трассе имеется большое количество пересечений (дороги, подземные газопроводы и другие коммуникации), укладочные работы производят методом последовательного наращивания, выполняя монтаж нитки непосредственно в проектное положение из отдельных труб или секций, подаваемых с бермы.

**7.172** Укладочные (изоляционно-укладочные) работы в горных условиях при поперечных уклонах строительной полосы до  $8^\circ$  и на полках, имеющих достаточную ширину для прохода колонны, при их продольной крутизне не более  $10^\circ$  выполняются теми же методами, что и в обычных условиях.

На косогорах с уклоном более  $8^\circ$  необходимо устраивать полки.

**7.173** При продольных уклонах трассы от  $10^\circ$  до  $25^\circ$  изоляционно-укладочная колонна должна работать, как правило, с использованием дополнительного трубоукладчика, оснащенного монтажным полотенцем. При подходе колонны к участку со спуском его следует устанавливать перед головным трубоукладчиком, а при завершении работ на затяжном подъеме — в конце колонны, т.е. позади изоляционной машины.

**7.174** На участках трассы с продольными уклонами более  $25^\circ$  изоляционно-укладочные работы ведутся совместно со сварочно-монтажными в такой последовательности:

- доставка отдельных труб или секций на специально подготовленные монтажные площадки, которые размещают на горизонтальных участках трассы;

- очистка, изоляция и футеровка труб (секций) или плетей, которые заранее могут быть изготовлены на тех же монтажных площадках;

- последовательное наращивание газопровода, включая выполнение работ по очистке и изоляции зон сварных стыков, с периодической подачей его по уклону вдоль траншеи.

Продольное перемещение наращиваемой плети осуществляют с помощью трубоукладчиков, тягачей и тракторных лебедок, установлен-

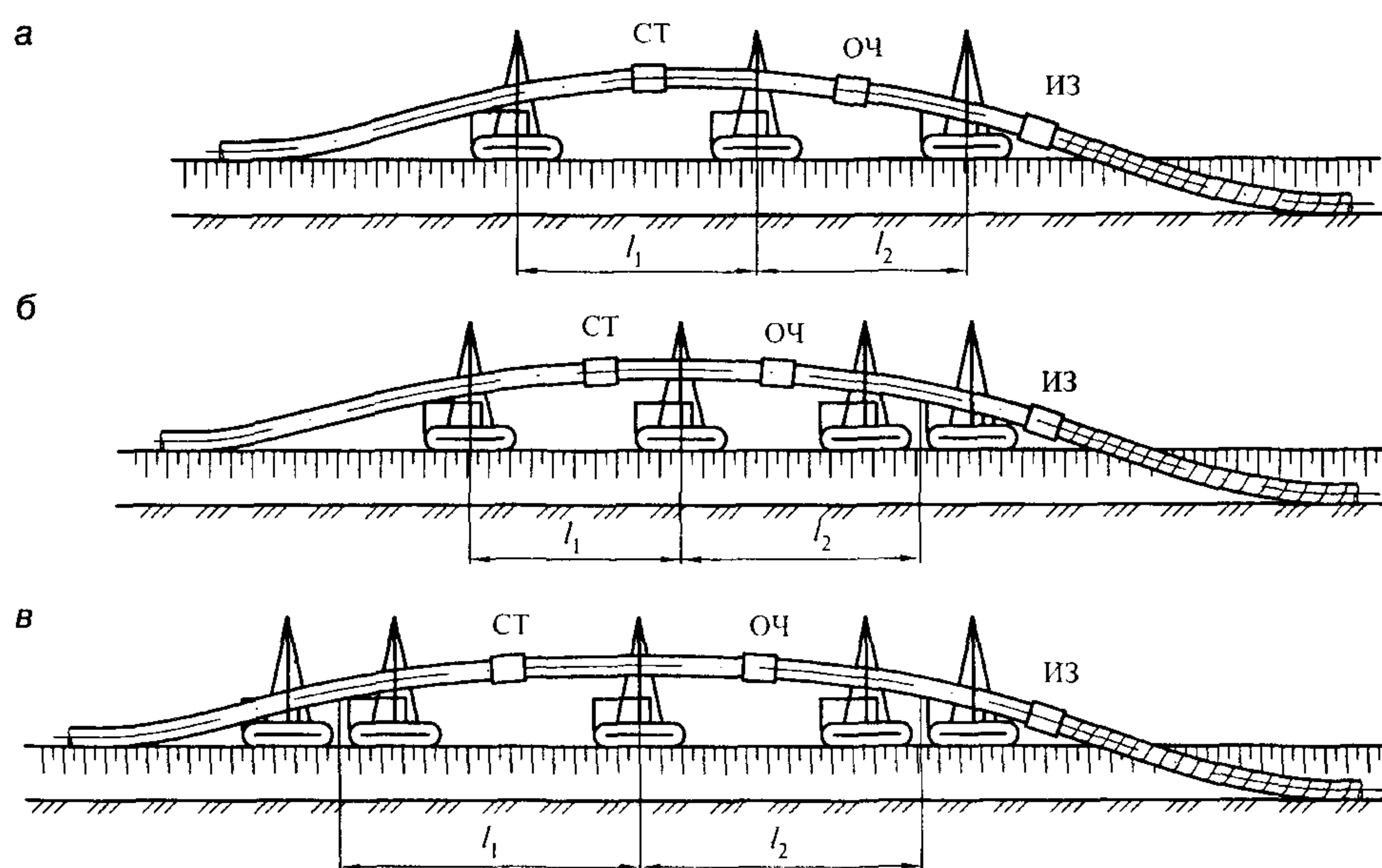


Рисунок 22 — Совмещенный способ изоляции и укладки газопровода диаметром: а, б, в — то же, что и на рис. 21

ных и закрепленных путем якорения на монтажной площадке.

**7.175** Допускается в отдельных случаях производить укладку трубной плети с бермы траншеи в обводненную траншею; при этом укладываемые плети должны быть предварительно забалластированы либо их пригрузку или закрепление на проектных отметках производят из положения «на плаву» с применением специальных балластирующих или анкерных устройств, технологий и средств механизации.

#### **Особенности производства укладочных работ на заболоченной местности**

**7.176** Изоляционно-укладочные работы в условиях болот выполняют преимущественно в зимнее время с промерзшей полосы с использованием технологических схем, которые применяют в обычных условиях.

**7.177** Укладку газопровода на периодически затопляемой заболоченной или обводненной (заозеренной) местности, если он забалластирован утяжелителями кольцевого типа, с учетом характера местности и гидрогеологических условий можно производить следующими способами:

- протаскиванием с монтажной площадки или берегового спускового канала длинномерных плетей по дну траншеи или водоема (в летний период);

- сплавом длинномерных плетей, оснащенных поплавками по обводненной траншее или водоему с последующей отстроповкой поплавков;

- с бермы траншеи колонной трубоукладчиков циклическими способами («переездом» или «перехватом»);

- путем выемки грунта из-под смонтированной на поверхности болота плети газопровода, положение оси которого должно соответствовать заданному проектом створу («бесподъемный» способ укладки).

**7.178** Для беспрепятственного прохода сварочно-монтажной и укладочной бригад по болоту при минусовой температуре окружающего воздуха толщина промороженного слоя торфяной залежи должна быть, как правило, не менее 1,0 м.

**7.179** При строительстве газопроводов на болотах сплавинного типа в зимнее время при их глубине более 3 м с промороженной естественным или искусственным путем торфяной залежью не менее 1 м предусматривают устройство вдольтрассовых проездов для автотранспорта и строительных машин, а также для выполнения работ по монтажу, сварке, изоляции и укладке газопровода; технология производства этих работ должна быть такая же, как и в обычных условиях.

**7.180** При укладке газопровода в летний период на болотах с высокой обводненностью и на заозеренных участках трассы, где работы предстоит вести методом сплава, необходимо, как правило, придерживаться следующего технологического порядка:

- на монтажной площадке выкладывают трубы или секции в створе траншеи;

- сваривают их в плеть;

- изолируют зоны стыков;

- балластируют путем навески кольцевых пригрузов;

- закрепляют на плети поплавки;

- с помощью лебедок или других тяговых средств заготовленную плеть сплавляют по обводненной траншее.

На освободившееся место на монтажной площадке выкладывают другие трубы и повторяют те же операции. Процесс наращивания сплавляемого участка длится до тех пор, пока головной конец плети не окажется на противоположном берегу болота. После окончания сплава плети опускают на дно траншеи путем последовательной отстроповки поплавков, которые оснащены специальными механическими замками с дистанционным приводом.

**7.181** Конструкция поплавков, их грузоподъемность (полезная положительная плавучесть), а также расстояния между ними вдоль сплавляемой плети обосновываются расчетным путем и отражаются в ППР. При этом устанавливается наиболее рациональная взаимосвязь между грузоподъемностью и расстановкой поплавков, позволяющая при заданной глубине погружения газопровода получить возможно минимальные напряжения изгиба либо не превышающие установленного допустимого значения.

**7.182** Протаскивание плети производят без длительных перерывов (каждый из них по продолжительности не должен, как правило, превышать 12 ч). Несоблюдение этого требования может вызвать присос труб к дну траншеи или водоема, занос подводной траншеи или оползание ее стенок, кроме того, в условиях низких температур возникает опасность примерзания плети к грунту на монтажной площадке и в урезной части перехода.

**7.183** При протаскивании плети рекомендуется пользоваться преимущественно лебедками с гидравлическим приводом, которые без заметных перегрузок обеспечивают процесс перемещения плети с места. Механические лебедки могут применяться в основном при прокладке коротких (не более 60 м) участков газопровода. Расчет тяговых усилий должен входить в состав ППР.

**7.184** Тяговые лебедки, а также отводные блоки, используемые для передачи усилий под углом к направлению створа перехода (когда это необходимо исходя из местных условий), обеспечиваются неподвижными якорями; выбор их конструкции производится на основе расчетов, выполняемых на стадии разработки ППР.

**7.185** Если местность в зоне расположения береговой монтажной площадки имеет значительный продольный уклон (более 7°) и крутые приурезные участки (более 15°), то для удержания плети от самопроизвольного сползания используют подвижные якоря (бульдозеры, тракторные лебедки и т.п.).

**7.186** Протаскивание предварительно зафурерованной и забалластированной плети в летнее время производится непосредственно по дну подводной траншеи или водоема; при этом требования к тяговым средствам и якорным устройствам остаются такими же, как для зимнего строительства.

**7.187** В качестве грузозахватной оснастки используют мягкие монтажные полотенца соответствующей грузоподъемности.

**7.188** При укладке газопровода (с предварительной балластировкой или без нее) вдоль трассовой грунтовой насыпи в состав работ по подготовке строительной полосы добавляется следующее:

- спуск поверхностной воды с подготавливаемого участка;
- раскладка на естественный, как правило, слабый грунт полотнищ из нетканого синтетического материала (НСМ) или устройство лежневого настила;
- формирование грунтовой насыпи из привозного грунта.

Устройство грунтовой насыпи может производиться как в летнее, так и в зимнее время.

#### Укладка методом «подкопа»

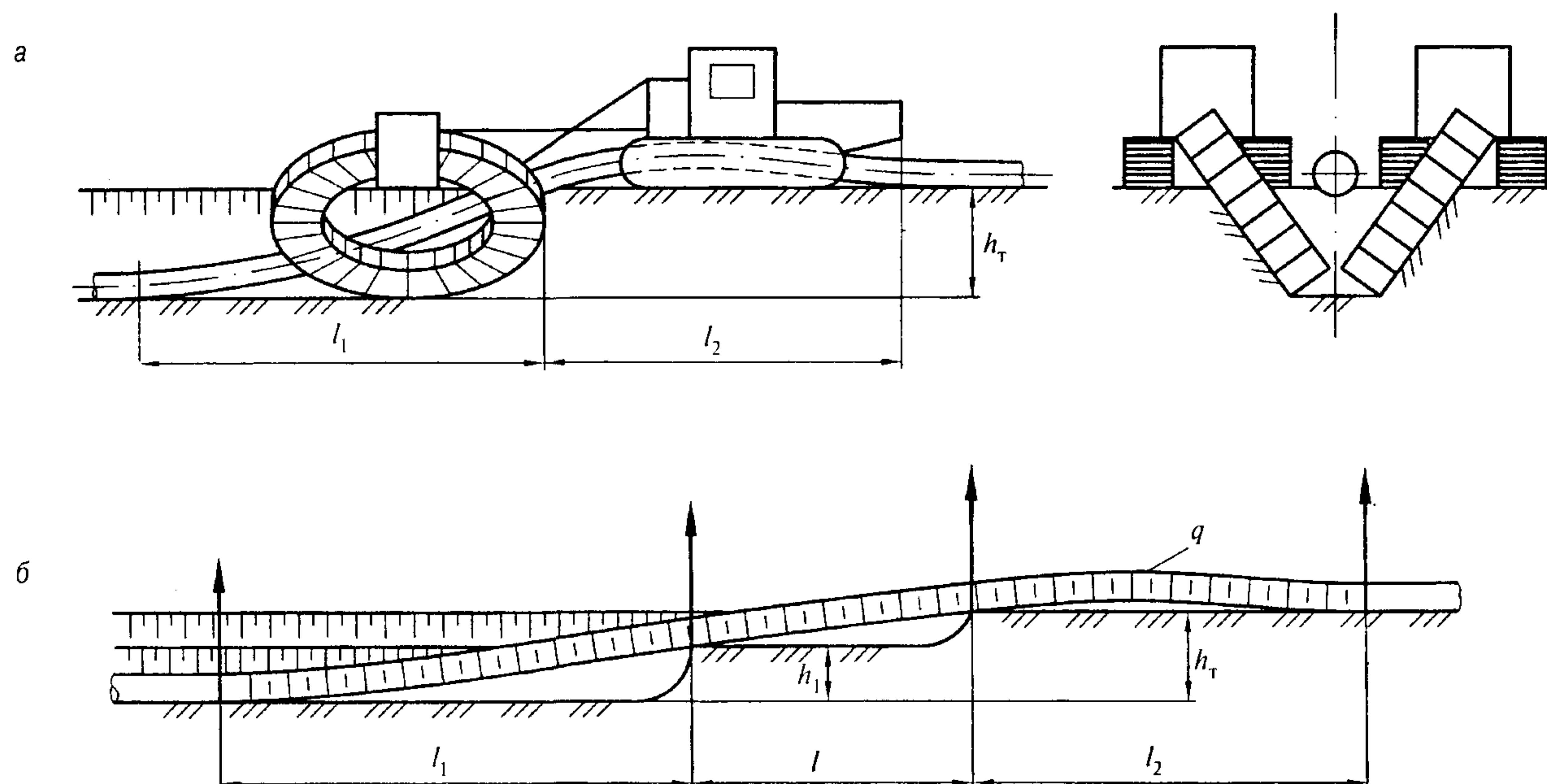
**7.189** На участках трассы, где по условиям прокладки газопровода требуется его пригрузка, но вместе с тем несущая способность грунтов обеспечивает возможность прохода по трассе строительной техники, допустимо применение

бесподъемного способа укладки (метода «подкопа») — см. рисунок 23.

Монтаж плети осуществляется непосредственно по оси будущей траншеи. Процесс заглубления плети происходит за счет выемки грунта из-под газопровода и осуществляется под действием ее собственного веса (без использования трубоукладчиков). Разработку грунта производят двухроторным экскаватором. Примерные показатели, характеризующие данный процесс, приведены в таблице 27.

Т а б л и ц а 27

Наименование показателей	Размерность	На базе «Комацу Д 355»
Диаметр укладываемого газопровода	мм	До 219
Материал труб	—	Сталь
Глубина укладки газопровода	м	1,2
Техническая производительность	км/ч	1,0
Мощность тягача	кВт	300
Масса машин с оборудованием	т	54
Трубоукладочное оборудование:		
длина	м	3,5
ширина	м	0,24
число секций	шт	3
радиус поворота в рабочем положении	м	500



**Рисунок 23** — Укладка газопровода методом «подкопа»

а — расчетно-технологическая схема укладки за один проход; б — расчетная схема поэтапного опускания за два прохода

Окончание таблицы 27

Наименование показателей	Размерность	На базе «Комацу Д 355»
Масса рабочего оборудования	т	2,4
Категория разрабатываемого грунта	—	II—III

**7.190** Для защиты укладываемого газопровода от механических повреждений двухроторный экскаватор снабжается системой автоматического регулирования и управления. С этой же целью дополнительно рекомендуется применять инвентарные защитные щиты.

**7.191** Напряжения изгиба  $\sigma_1$  в газопроводе при бесподъемном способе укладки применительно к сечению, расположенному в зоне забоя, определяются по формуле (36):

$$\sigma_1 = \frac{0,96}{W} \sqrt{EIh_T q}, \quad (36)$$

где  $EI$  — изгибная жесткость газопровода (с учетом покрытия);

$h_T$  — глубина траншеи;

$q$  — вес единицы длины газопровода;

$W$  — момент сопротивления поперечного сечения труб (без учета покрытия).

**7.192** При необходимости снижения напряжения изгиба в укладываемом газопроводе применяют ступенчатую схему «подкопа», выполняя работы в две стадии: сначала на глубину, равную половине  $h_T$ , а затем — на оставшуюся половину (рисунок 23, б). Напряжения изгиба при этом уменьшаются в 1,41 раза.

**7.193** Дополнительно уменьшить напряжения в укладываемом газопроводе можно за счет применения модифицированной ступенчатой схемы, в которой должны быть строго регламентированы следующие технологические параметры:

- расстояние между забоями  $l$ , назначаемое в пределах, рассчитанных по формулам (37—40):

$$l = (1,4 - 1,6) \sqrt{\frac{EIh_T}{q}}; \quad (37)$$

- глубина копания на головном забое  $h'$ , определяемая как  $h' = h_T - h_1$ :

$$h' = 0,38 h_T; \quad (38)$$

- глубина копания на заднем забое  $h_1$ :

$$h_1 = 0,62 h_T. \quad (39)$$

Напряжения изгиба  $\sigma'$  в этом случае будут составлять:

$$\sigma' = \frac{0,41}{W} \sqrt{EIh_T q}, \quad (40)$$

т.е. они окажутся в 2, 3 раза меньшими, чем при одноэтапном «подкопе».

Приведенные выше расчетные формулы получены применительно к тем случаям, когда грунтовое основание под газопроводом достаточно твердое (жесткое). Если же оно обладает податливостью, то для определения искомых параметров требуется выполнять специальные расчеты.

### Защита газопровода от механических повреждений

**7.194** На участках трассы, где газопровод прокладывают в скальных, полускальных и мерзлых грунтах, дно траншеи выравнивают, устраивая подсыпку из песка или глинистого грунта толщиной не менее 10 см над выступающими частями основания. Допуск в сторону увеличения толщины слоя подсыпки составляет 10 см; уменьшение толщины этого слоя не рекомендуется.

**7.195** Для создания постели и присыпки используется грунт, не содержащий мерзлые комья, щебень, гравий и другие включения размером более 50 мм в поперечнике.

**7.196** Допускается в зимнее время применять для создания подсыпки и присыпки несмерзшийся грунт из отвала, разрабатывая и подавая его в траншею, или местный грунт, если предварительно его просеять или подвергнуть сортировке с помощью грохота.

### БАЛЛАСТИРОВКА ГАЗОПРОВОДОВ

#### Общие положения

**7.197** Для обеспечения высотного положения газопровода в траншее на проектных отметках производится его балластировка или закрепление.

Балластировка производится бетонированием труб, навеской железобетонных утяжелителей, грунтовой засыпкой, навеской полимерно-грунтовых контейнеров и т.д.

Закрепление производится анкерными устройствами различных типов в несущих грунтах.

#### Балластировка газопроводов железобетонными утяжелителями различных конструкций

**7.198** Железобетонные утяжелители кольцевого типа рекомендуется применять на переходах через болота и обводненные участки при укладке их методом сплава или протаскивания. Утяжелитель состоит из 2 полуколе («скорлуп»), подкладываемых снизу трубы сверху и соединяемых между собой болтами. Установка кольцевых утяжелителей на газопровод осуществляется на специальной монтажной площадке у перехода непосредственно протаскиванием.

Сначала нижний ряд полуколец укладывается по оси спусковой дорожки, а верхний — вдоль нее; затем производят футеровку газопровода укладку плети газопровода на нижний ряд пол

колец; укладку верхних полуколец на газопровод, закрепление полуколец между собой.

До закрепления утяжелителей на трубе проверяется величина зазора между футеровочными матами и полукольцами. В местах, где зазоры составляют более 5 мм, под внутреннюю поверхность полукольца устанавливаются дополнительные маты.

**7.199** Навеска утяжелителей седловидного типа производится после удаления воды из траншеи. Если невозможно удалить воду, то балластировка ведется вслед за опуском плети в траншею с целью исключения остаточных продольных напряжений в газопроводе.

### **Закрепление газопроводов анкерами**

**7.200** Винтовые анкеры устанавливаются после укладки газопровода в траншею. В зимний период установку анкеров осуществляют по мере разработки траншеи во избежание промерзания дна траншеи.

Установка винтовых анкеров в мерзлый грунт выполняется после размораживания грунтов на глубину заделки анкеров или после их механического рыхления.

Минимальная глубина заложения винтового анкера в грунт принимается равной шести диаметрам его лопасти.

**7.201** Установка лепестковых (раскрывающихся) анкеров в грунт производится с помощью забивной трубы. При этом анкер помещается в трубу, труба вместе с анкером забивается в грунт на проектную глубину. Затем труба извлекается на поверхность, а лепестки анкера упираются заостренными концами в стенки скважины, образованной трубой.

Раскрытие лепестков анкера производится путем извлечения анкера из грунта на 30—35 см до полного раскрытия лепестков.

Верхние лепестки анкера после их раскрытия находятся в минеральном грунте на глубине, указанной в проекте. Раскрытие лепестков анкера фиксируется по показанию динамометра.

Забивка анкеров в грунт производится с использованием сваебойного оборудования. При толщине мерзлого грунта более 30 см необходимо предварительное бурение скважин бурильной установкой.

**7.202** Погружение вмораживаемых анкеров в вечномерзлые грунты производят буроопускным и опускным способами.

Буроопускной способ целесообразно применять в твердомерзлых грунтах при средней температуре по их глубине минус 0,5 °С и ниже, а опускной — в песчаных и глинистых грунтах, содержащих не более 15 % крупнообломочных включений, при средней температуре по их глубине -1,5 °С и ниже.

Производство работ по бурению скважин осуществляется буровыми машинами.

Для разработки скважин парооттаиванием используются передвижные паровые котлы с

рабочим давлением 1,0 МПа, производительность которых обеспечивает работу одновременно работающих нескольких паровых игл.

Вмораживание анкеров в грунт производят заблаговременно для обеспечения их расчетной несущей способности.

Анкерные устройства устанавливаются в заранее разработанные в вечномерзлом грунте скважины, диаметр которых превышает диаметр диска не менее чем на 3—5 см, при этом пространство между стенками скважин и анкеров должно быть заполнено шламом.

Длина части анкера, взаимодействующая с вечномерзлым грунтом в процессе эксплуатации газопровода, составляет не менее 2 м.

### **Балластировка газопроводов грунтовой засыпкой и полимерно-грунтовыми контейнерами**

**7.203** Использование для балластировки газопроводов минеральных грунтов целесообразно при условии их заключения в гибкие полотнища из синтетических материалов, полимерно-грунтовые контейнеры (ПГК).

**7.204** В зависимости от степени обводненности и габаритов траншеи могут применяться следующие конструкции ПГК:

- анкерующие прослойки из синтетических полотнищ (АП), перекрывающие балластируемый газопровод по всей его длине и применяемые при отсутствии воды в траншее в период строительства. Полотнище укладывается на газопровод и на откосы траншеи; траншея засыпается грунтом до дневных отметок, после чего полотнище перекрывает сверху засыпанный участок траншеи и края полотнища по всей длине замыкаются над засыпанным газопроводом. Может быть использована конструкция, когда края полотнища закрепляются на бермах траншеи специальными металлическими штырями и засыпаются минеральным грунтом с устройством грунтового валика. В зависимости от состояния грунта и диаметра газопровод можно балластировать сплошь по всей его длине или отдельными перемычками. Длина каждой перемычки и расстояние между перемычками определяются расчетом на стадии ППР;

- мягкие протяженные грунтозаполняемые устройства (УПГ), применяемые при наличии воды в траншее и представляющие собой (после монтажа на газопроводе) открытую протяженную емкость, монтируемую секциями длиной по 6—12 м с интервалами;

- грунтозаполняемый контейнерный утяжелитель (КТБ) для балластировки газопроводов на переходах через малые водотоки и болота при наличии воды в траншее. Как правило, такие утяжелители следует применять в траншеях, разработанных одноковшовым экскаватором, в отличие от вышеприведенных конструкций, рекомендуемых для применения в траншеях без откосов.



Одиночные заполняемые минеральным грунтом КТБ требуют меньшего расхода геотекстильного синтетического материала по сравнению с ПКК.

Балластирующее устройство КТБ представляет собой два контейнера, размещенные по обе стороны газопровода, выполненные из прочного и долговечного материала, соединенные четырьмя мягкими силовыми лентами.

Устанавливаются КТБ на газопроводах по одному через равные расстояния или групповым способом. Допускается применение КТБ на болотах I типа с мощностью торфяной залежки, не превышающей глубины траншеи, при использовании для их заполнения талого, привозного минерального грунта.

#### **ОЧИСТКА ВНУТРЕННЕЙ ПОЛОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ**

**7.205** Перед испытанием на герметичность внутренняя полость газопроводов должна быть очищена. Очистка полости наружных газопроводов производится в два этапа: на первом этапе очищаются трубы (секции) перед сваркой в плети, на втором этапе производится продувка законченного строительством газопровода.

Очистка полости внутренних газопроводов и газопроводов ГРП (ГРУ) производится в один этап — путем очистки каждой трубы (секции) перед монтажом.

**7.206** С целью предупреждения загрязнения полости газопровода и снижения затрат на последующую ее очистку необходимо в процессе строительства принимать меры, исключающие попадание внутрь труб воды, снега, грунта и посторонних предметов. Для этого:

- штабели труб (секций) при хранении на открытых площадках защищают с торцов щитами от заноса снегом;
- на сваренных плетях устанавливают заглушки;
- устанавливают инвентарную заглушку на концы каждой трубы;
- на уложенную в траншею плеть (секцию) устанавливают по концам заглушки:
- при хранении длинномерных труб в бухтах или бунтах на открытых концах устанавливают заглушки после окончания рабочей смены сварочной бригады на конце плети.

**7.207** Конструкция заглушки обеспечивает перекрытие газопровода по всему сечению, надежную герметизацию полости (для защиты от попадания воды, пыли, снега, загрязнений и посторонних предметов), устойчивое положение в трубе, возможность быстрой установки и снятия вручную, прочность и надежность.

**7.208** В условиях отрицательных температур особое внимание рекомендуется уделять защите труб (секций, плетей) от попадания в их полость воды и снега, которые могут превращаться в лед и затруднять последующую очистку полости газопровода.

**7.209** Очистку полости и испытание законченного строительством наружного газопровода рекомендуется осуществлять в соответствии с проектом производства работ.

Специальная рабочая инструкция по очистке и испытанию составляется строительно-монтажной организацией и согласовывается с заказчиком по каждому конкретному газопроводу или группе газопроводов одного и того же объекта с учетом местных условий производства работ, согласовывается с проектной организацией и утверждается председателем комиссии по испытанию газопровода.

Утвержденная инструкция по очистке полости и испытанию газопровода включается составной частью в проект производства работ.

#### **Очистка полости одиночных труб (секций) перед сваркой в плеть**

**7.210** Очистка полости в процессе сборки и сварки в плеть отдельных труб или секций газопроводов производится протягиванием механического очистного устройства непосредственно в технологическом потоке сварочно-монтажных работ.

**7.211** В процессе сборки и сварки трубной плети очистное устройство перемещают внутри труб (секций):

- диаметром 219 мм и более — преимущественно механизированным способом (трактором) с помощью штанги;
- диаметром до 219 мм — вручную с помощью штанги (троса).

При этом загрязнения удаляют из каждой вновь привариваемой трубы или секции.

**7.212** Очистку полости труб (секций) диаметром более 500 мм, собираемых в плеть с помощью внутреннего центратора, можно производить очистным устройством, смонтированным на этом центраторе.

Очистное устройство располагается впереди центратора, что обеспечивает непосредственный вынос посторонних предметов и загрязнений из полости на каждом стыке, дополнительную защиту центратора, возможность постоянно контролировать состояние очистного инструмента.

**7.213** Предварительную очистку полости труб ГРП (ГРУ) внутренних газопроводов производят перед монтажом вручную путем протягивания поршня.

Очистка полости длинномерных труб, поступающих в бухтах или бунтах, производится после их размотки на месте монтажа (укладки) продувкой скоростным потоком воздуха.

**7.214** В качестве очистных устройств при протягивании используют специальные поршни, оборудованные металлическими щетками или скребками.

#### **Очистка полости наружных газопроводов продувкой воздухом**

**7.215** Газопроводы диаметром 219 мм и более очищают продувкой с пропуском очистных

устройств, а газопроводы диаметром менее 219 мм, а также газопроводы любого диаметра при наличии крутоизогнутых вставок радиусом менее пяти диаметров газопровода или при длине очищаемого участка менее 1 км — без пропуска очистных устройств.

**7.216** П-образные компенсаторы, исключаящие продувку с пропуском поршней, очищают протягиванием очистного устройства в процессе сборки и сварки труб и отводов. Полость компенсатора перед монтажом в нитку продувают.

**7.217** Продувку выполняют сжатым воздухом, поступающим из ресивера (баллона) или непосредственно от высокопроизводительных компрессорных установок. Ресивер для продувки создается на прилегающем участке газопровода, ограниченном с обеих сторон заглушками или запорной арматурой.

Диаметр перепускной (байпасной) линии и полнопроходного крана на ней равен 0,3 диаметра продуваемого участка.

Продувка с пропуском очистного устройства считается законченной, когда после вылета очистного устройства из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха.

**7.218** Продувка без пропуска очистных устройств осуществляется скоростным потоком (15—20 м/с) воздуха.

Продувка без пропуска очистного устройства считается законченной, когда из продувочного патрубка выходит струя незагрязненного воздуха.

**7.219** При любом способе прокладки газопровода протяженность участка продувки с пропуском очистных устройств устанавливается с учетом технической характеристики очистного устройства (предельной длины его пробега), длины и давления воздуха в ресивере.

**7.220** Протяженность участка продуваемого газопровода определяется ППР.

**7.221** Надземные, монтируемые на опорах газопроводы диаметром более 219 мм продувают с пропуском очистных устройств облегченной конструкции, масса и скорость перемещения которых не вызовут разрушения газопровода или опор. Продувку полости газопроводов, монтируемых на опорах, производят с пропуском поршней под давлением сжатого воздуха со скоростью не более 10 км/ч.

**7.222** Если поршень застрял в газопроводе в процессе очистки полости, то его извлекают из газопровода и устраняют причину застревания, после чего участок газопровода подвергают повторной очистке. Для обнаружения остановившихся (застрявших) в газопроводе поршней применяют специальные приборы поиска.

С этой целью поршни снабжают генераторами электромагнитных волн, звука и др.

**7.223** Герметизация концов трубных плетей при продувке производится приваркой заглушек полусферической конструкции, а компрессорные установки к газопроводу подключаются через разъемные соединения.

**7.224** Участок газопровода продувают с пропуском поршней, оборудованных очистными и герметизирующими элементами. При этом скорость поршня не должна быть более 5 м/с, а при подходе к камере приема — 1 м/с. Скорость перемещения поршня устанавливается (при продувке воздухом, подаваемым непосредственно от компрессоров) путем изменения режима работы (производительности) этих компрессоров.

## 8 ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

### ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА

**8.1** В грунтах низкой и средней коррозионной агрессивности при отсутствии блуждающих токов стальные трубопроводы должны быть защищены изоляционными покрытиями «весьма усиленного типа» (допускается применение покрытий из экструдированного полиэтилена «усиленного типа» с обязательным применением электрохимической защиты (ЭХЗ)); в грунтах высокой коррозионной агрессивности или при наличии опасного влияния блуждающих токов — защитными покрытиями «весьма усиленного типа» с обязательным применением средств ЭХЗ.

**8.2** Мероприятия по защите трубопроводов от коррозии должны быть предусмотрены проектом защиты, который разрабатывается одновременно с проектом строительства или реконструкции трубопровода.

**8.3** В соответствии с ГОСТ 9.602 все виды защиты от коррозии, предусмотренные проектом, должны быть введены в действие до сдачи подземных трубопроводов в эксплуатацию.

**8.4** Основанием для проектирования электрохимической защиты подземных стальных сооружений являются данные о коррозионной агрессивности грунтов и о наличии блуждающих токов. Указанные данные могут быть получены в результате изысканий, выполненных организацией, разрабатывающей проект подземных сооружений, либо специализированной организацией, привлекаемой на субподрядных началах. Проектирование электрохимической защиты осуществляется на основе технических условий, разрабатываемых предприятием по защите от коррозии.

На действующих подземных стальных газопроводах основанием для проектирования электрохимической защиты может также являться наличие коррозионных повреждений на газопроводах.

**8.5** Совместная защита газопроводов и смежных подземных сооружений проектируется при наличии договоренности между организациями, являющимися владельцами газопроводов и смежных подземных сооружений.

Если такая договоренность отсутствует, то при проектировании электрохимической защиты необходимо предусмотреть возможность устранения вредного влияния на смежные сооружения.

Вредным влиянием катодной поляризации защищаемого сооружения на соседние металлические сооружения считается:

- уменьшение по абсолютной величине минимального или увеличение по абсолютной величине максимального защитного потенциала на соседних подземных металлических сооружениях, имеющих катодную поляризацию;

- появление опасности электрохимической коррозии на соседних подземных металлических сооружениях, ранее не требовавших защиты от нее;

- смещение в любую сторону величины стационарного потенциала на кабелях связи, не имеющих катодной поляризации.

**8.6** ЭХЗ стальных вставок на полиэтиленовых газопроводах длиной не более 10 м на линейной части и участков соединений полиэтиленовых газопроводов со стальными вводами в дома (при наличии на вводе электроизолирующих соединений) разрешается не предусматривать. При этом засыпка траншеи в той ее части, где проложена стальная вставка, по всей глубине заменяется на песчаную.

Стальные газопроводы, реконструируемые методом санации с помощью полимерных материалов, подлежат защите на общих основаниях.

Стальные газопроводы, реконструируемые методом протяжки полиэтиленовых труб, подлежат защите на тех участках, где стальная труба необходима как защитный футляр (под автомобильными, железными дорогами и др.).

Стальные футляры трубопроводов под автомобильными дорогами, железнодорожными и трамвайными путями при бестраншейной прокладке (прокол, продавливание и другие технологии, разрешенные к применению) должны быть, как правило, защищены средствами ЭХЗ, при прокладке открытым способом — изоляционными покрытиями и ЭХЗ в соответствии с 8.1. В качестве футляров рекомендуется использовать трубы с внутренним защитным покрытием. При защите трубы и футляра средствами ЭХЗ труба и футляр соединяются через регулируемую перемычку.

**8.7** Проектом ЭХЗ должна быть предусмотрена установка стационарных контрольно-измерительных пунктов (КИПов) с интервалом не более 200 м в пределах поселения и не более 500 м вне пределов поселения.

В первую очередь такие КИПы устанавливаются:

- в пунктах подключения дренажного кабеля к трубопроводу;

- в концах заданных зон защиты;

- в местах максимального сближения трубопровода с анодным заземлителем.

Рекомендуется также установка КИПов:

- в местах пересечения трубопровода с рельсами электрифицированного транспорта;

- у одного конца футляров длиной не более 20 м и у обоих концов футляров длиной более 20 м.

В рабочих чертежах расстановку контрольно-измерительных пунктов рекомендуется производить на плане и профиле трассы.

**8.8** Исходными данными для проектирования электрохимической защиты являются совмещен-

ный план проектируемых и существующих подземных сооружений, а также рельсовых сетей электрифицированного транспорта в масштабе 1:500, 1:1000, 1:2000 или 1:5000. По проектируемым и существующим сооружениям указываются длина и диаметр сооружений, по существующим сооружениям — места установки средств электрохимической защиты, по рельсовым сетям — точки подключения отрицательных кабелей и существующих дренажных установок, данные о коррозионной агрессивности грунтов и о наличии блуждающих токов, геолого-геофизический разрез для выбора мест установки анодных заземлителей.

**8.9** Объем измерений, выполняемых при определении коррозионной агрессивности грунтов, и методики измерений принимаются в соответствии с ГОСТ 9.602 и РД 153-39.4-091.

**8.10** Определение наличия блуждающих токов по трассе проектируемого сооружения при отсутствии уже проложенных сооружений производится путем измерения разности потенциалов между двумя точками земли в двух взаимно перпендикулярных направлениях в соответствии с ГОСТ 9.602 через каждые 1000 м. Размах колебаний разности потенциалов больше 0,05 В свидетельствует о наличии блуждающих токов.

**8.11** При наличии сооружений, проложенных вблизи трассы проектируемого сооружения на расстоянии не более 100 м, определение наличия блуждающих токов осуществляется путем измерения разности потенциалов на существующих сооружениях с шагом измерений 200 м.

**8.12** Зоны опасного влияния переменного тока определяют на участках стальных трубопроводов, на которых выявлены значения напряжения переменного тока между трубопроводом медно-сульфатным электродом сравнения, превышающие 0,3 В.

Оценка опасности коррозии под действие переменного тока может осуществляться по двум критериям: основному, регламентированном ГОСТ 9.602, по смещению потенциала стали катодную сторону и дополнительному — по плотности переменного тока на вспомогательном электроде.

**8.13** В случае прокладки подземного сооружения вблизи рельсового транспорта, электрифицированного на постоянном токе (на расстоянии до 300 м), рекомендуется измерить потенциал рельсовой сети с целью определения возможности и выбора места осуществления дренажной защиты.

**8.14** При проектировании газопровода в зоне действия электрохимической защиты проложенных ранее сооружений рекомендуется получить данные от эксплуатирующих организаций о номинальных параметрах действующих защитных установок, а также данные о режимах их работы значения силы тока и напряжения на выходе установок, радиусы действия электрохимической защиты.

**8.15** Проект на устройство электрохимической защиты подземных газопроводов согласо-

вается с местной организацией по эксплуатации газового хозяйства или специализированной организацией по защите подземных газопроводов, действующей по ее поручению, и утверждается заказчиком к производству работ.

При разработке проекта согласовывают подключение электрозащитных установок к сетям переменного тока с организациями, эксплуатирующими эти сети, размещение конструктивных элементов электрозащитных установок (самой установки, анодного заземления, воздушных и кабельных линий) и дренажных установок (самой установки и дренажных кабелей), а также контрольно-измерительных пунктов — с землепользователями, а в случае пересечения линий электропередачи и линий связи или подземных сооружений — с организациями, эксплуатирующими эти сооружения.

Заказчик согласовывает проект строительства подземного газопровода после рассмотрения раздела «Защита от электрохимической коррозии» специализированной организацией по защите газовых сетей от коррозии.

В проекте указываются данные о коррозионной активности грунтов и о наличии блуждающих токов, а также геолого-геофизический разрез в местах установки анодных заземлителей.

**8.16** С целью обеспечения эффективности ЭХЗ трубопроводов в проекте должна быть предусмотрена установка электроизолирующих соединений (электроизолирующих фланцев, муфт, вставок, сгонов и др.) для газопроводов.

В соответствии с РД 153-39.04-091 установку электроизолирующих соединений следует предусматривать:

- на входе и выходе трубопровода из земли (на участках перехода подземного трубопровода в надземный разрешается вместо установки электроизолирующих соединений применять электрическую изоляцию трубопроводов от опор и конструкций изолирующими прокладками);
- на входе и выходе газопроводов из ГРП (ШРП);
- на вводе трубопроводов в здания, где возможен их электрический контакт с землей через заземленные металлические конструкции, инженерные коммуникации здания и нулевой провод электропроводки здания;
- на вводе трубопровода на объект, являющийся источником блуждающих токов;
- для электрической изоляции отдельных участков трубопровода от остального трубопровода.

**8.17** Определение параметров электрохимической защиты проектируемых подземных газопроводов может производиться расчетным путем. Методика расчета совместной защиты газопроводов различного назначения приведена в РД 153-39.4-091. Данная методика позволяет определить параметры катодных станций, необходимые для обеспечения защитного потенциала на всех сооружениях, которые расположены в зоне действия установок электрохимической защиты и имеют контролируемые и неконтролируемые

металлические соединения, обеспечивающие электрическую проводимость.

**8.18** Для защиты подземных газопроводов от коррозии, вызываемой блуждающими токами, применяют дренажную защиту (поляризованные или усиленные дренажи).

В тех случаях, когда включением электродренажей не удастся обеспечить защиту газопровода в пределах опасной зоны и на отдельных участках остаются анодные или знакопеременные зоны, в комплексе с электродренажами (или вместо них) применяют катодные установки.

**8.19** При значительном удалении (свыше 300 м) трассы газопровода от источника блуждающих токов, а также в случае прокладки газопроводов в грунтах высокой коррозионной агрессивности применяют катодную защиту.

**8.20** Независимо от выбранного способа (метода) электрохимической защиты при защите от почвенной коррозии катодная поляризация подземных стальных газопроводов осуществляется таким образом, чтобы значения поляризационных потенциалов стали находились в пределах от минус 0,85 В до минус 1,15 В.

При невозможности измерения поляризационных потенциалов (подземные стальные газопроводы не оборудованы контрольно-измерительными пунктами для измерения поляризационных потенциалов) допускается осуществлять катодную поляризацию таким образом, чтобы значения разности потенциалов (включающие поляризационную и омическую составляющие) между трубой и медно-сульфатным электродом сравнения находились в пределах от минус 0,9 В до минус 2,5 В.

**8.21** При защите от коррозии блуждающими токами катодная поляризация подземных стальных газопроводов осуществляется таким образом, чтобы обеспечить отсутствие на сооружении анодных и знакопеременных зон.

Мгновенные значения потенциалов по абсолютной величине должны быть, как правило, не менее значения стационарного потенциала, а при отсутствии возможности его определения — не менее 0,7 В.

**8.22** При защите подземных стальных газопроводов в грунтах высокой коррозионной агрессивности и одновременном опасном влиянии блуждающих токов средние значения поляризационных потенциалов находятся в пределах от минус 0,85 В до минус 1,15 В или разности потенциалов в пределах от минус 0,9 В до минус 2,5 В.

**8.23** При защите от блуждающих токов точку подключения кабеля к газопроводу рекомендуется выбирать на таком участке, где средние значения положительных потенциалов газопровода по отношению к земле максимальны.

Кроме того, пункт подключения дренажных кабелей к газопроводу рекомендуется выбирать с учетом наименьшего расстояния от пункта присоединения к источнику блуждающих токов (рельсам, дроссель-трансформаторам, отсасывающим

пунктам, тяговым подстанциям) и возможности доступа к газопроводу без вскрытия (в регуляторных станциях и т.п.).

При возможности выбора нескольких мест присоединения предпочтение отдают участкам газопроводов с наибольшими диаметрами (при прочих равных условиях).

**8.24** Дренажный кабель присоединяют к рельсам трамвая или к отсасывающим пунктам. Не рекомендуется непосредственное присоединение установок дренажной защиты к отрицательным шинам тяговых подстанций трамвая, а также к сборке отрицательных линий этих подстанций.

**8.25** Подключение усиленного дренажа к рельсовым путям электрифицированных железных дорог не должно, как правило, приводить в часы интенсивного движения поездов к тому, чтобы в отсасывающем пункте появлялись устойчивые положительные потенциалы. Не рекомендуется присоединение усиленного дренажа в анодных зонах рельсовой сети, а также к рельсам депоовских путей.

**8.26** Поляризованные и усиленные дренажи, подключаемые к рельсовым путям электрифицированных железных дорог с автоблокировкой, не должны нарушать нормальную работу рельсовых цепей системы электрической централизации и блокировки во всех режимах.

Поляризованные и усиленные дренажи подключаются к рельсовым путям: при однопутных рельсовых цепях — к тяговой нити в любом месте; при двухпутных рельсовых цепях — к средним точкам путевых дроссель-трансформаторов, отстоящих на три рельсовые цепи от точек подключения междупутных соединителей или от других путевых дроссель-трансформаторов, к средним точкам которых подключены защитные установки и конструкции, имеющие сопротивление утечке переменного тока частотой 50 Гц через все сооружения и конструкции менее 5 Ом.

Допускается более частое подключение защитных установок, если сопротивление всех параллельно подключенных к путевому дроссель-трансформатору устройств и сооружений более 5 Ом (во всех случаях сопротивление утечке переменного тока включает сопротивление защитной установки при шунтированном поляризованном элементе и сопротивление заземления собственно сооружения).

**8.27** На опытное включение дренажной установки получают разрешение транспортного ведомства. Представитель транспортной организации присоединяет дренажный кабель к сооружениям источников блуждающих токов.

**8.28** Объем измерений, выполняемых при опытном включении, определяется организацией, проектирующей электрохимическую защиту. Порядок измерений излагается в программе, составленной перед началом работ, в которой указываются режимы работы защиты при опытном включении, пункты измерений на газопроводах и смежных сооружениях, продолжительность измерений

в каждом пункте с указанием размещения измерительных приборов.

**8.29** Продолжительность работы опытной дренажной защиты определяется в зависимости от местных условий и варьируется от нескольких десятков минут до нескольких часов. При этом как правило, должен быть охвачен период максимальных нагрузок электротранспорта.

**8.30** Измерение силы тока дренажа, потенциалов на защищаемом газопроводе, смежных сооружениях и рельсах электротранспорта производят в соответствии с режимами работы установки защиты, намеченными программой.

**8.31** Измерения потенциалов на смежных сооружениях в период опытного включения дренажной защиты выполняются организациями, эксплуатирующими эти сооружения. В отдельных случаях эти работы выполняются организацией, проектирующей электрохимическую защиту, в присутствии представителей эксплуатационных организаций в ведении которых находятся смежные сооружения.

**8.32** При опытном включении катодной защиты для установки временных анодных заземлений рекомендуется выбирать участки, на которых впоследствии предполагается разместить и стационарные заземления.

**8.33** В качестве постоянных анодных заземлителей установок катодной защиты применяют железокремнистые, углеграфитовые, стальные и чугунные электроды, помещенные в большинстве случаев в коксовую засыпку.

Технико-экономический расчет анодных заземлений заключается в определении оптимальных конструктивных параметров и числа анодных заземлителей.

Анодные заземлители следует размещать на максимально возможном удалении от защищаемого трубопровода и в грунтах с минимальным удельным электрическим сопротивлением ниже уровня их промерзания.

**8.34** При опытном включении электрохимической защиты рекомендуется определять основной ее параметр — среднее значение силы тока в цепи электрозащиты.

При составлении проекта остальные параметры защиты (электрическое сопротивление дренажного кабеля, сопротивление растеканию тока анодного заземления, напряжение на зажимах катодной станции или вольтодобавочного устройства усиленного электродренажа) рассчитывают или выбирают с учетом технико-экономических показателей различных вариантов соотношения параметров.

**8.35** Выбор параметров анодного заземления производится на основании данных о величине удельного электрического сопротивления грунта (с учетом геолого-геофизического разреза) и силы тока катодной защиты.

**8.36** Протекторную защиту подземных стальных сооружений в основном применяют при опасности почвенной коррозии. При защите от коррозии блуждающими токами протекторы приме

няют при средних значениях анодных потенциалов на сооружении до + 0,3 В и оборудуют вентильными устройствами.

**8.37** Протекторы используют в грунтах с удельным электрическим сопротивлением не более 50 Ом·м, устанавливая их на глубине не менее 1 м ниже границы промерзания грунта.

**8.38** Протекторную защиту осуществляют с одиночной или групповой расстановкой протекторов. Схему расстановки протекторов выбирают с учетом технико-экономических показателей для данного сооружения.

**8.39** Располагать протекторы на расстоянии ближе 3 м от защищаемого сооружения не рекомендуется, так как это может привести к повреждению изоляционного покрытия солями растворяющегося протектора. Допускается применение протяженных протекторов. Как правило, протектор располагают на расстоянии 4—5 м от газопровода.

**8.40** В случае прокладки газопроводов в одной траншее или в разных траншеях на расстоянии не более 5 м допускается предусматривать электроперемычки из изолированных стальных полос (с изоляцией не ниже изоляции газопровода). Разъемные соединения выводятся под люк.

**8.41** Если расстояние между газопроводами свыше 5 м электроперемычки выполняются кабелем, имеющим общее сечение жил не менее 50 мм<sup>2</sup> по меди. Присоединение кабелей к газопроводам выполняется через контактные устройства. Кабелями указанного сечения выполняются также обводные электроперемычки на ГРП с подземными вводами.

**8.42** В проектах электрохимзащиты прямые нерегулируемые перемычки предусматриваются только для соединения металлических однородных коммуникаций с идентичной изоляцией (например, водопроводов различных назначений или газопроводов различных давлений).

**8.43** В проектах совместной электрохимзащиты различных подземных сооружений предусматривается система поляризованных и регулируемых электроперемычек для подключения сооружений.

**8.44** Поляризованные или вентильные электроперемычки применяются для подключения к электрозащитным установкам или к основному защищаемому сооружению другого сооружения.

**8.45** Регулируемые электроперемычки применяются для включения в систему защиты сооружения, отличающегося от основного защищаемого сооружения продольной проводимостью и состоянием изоляционного покрытия, например водопровода или теплопровода, к электрозащитной установке или к газопроводу, а также для выравнивания потенциалов между газопроводом и футляром.

**8.46** Для присоединения к подземным газопроводам кабелей от электрозащитных установок используют контактные устройства (КУ). Контактное устройство может быть выполнено в колодце, в колонке или в ковре согласно суще-

ствующим типовым чертежам. При необходимости подключения кабеля от электрозащитной установки к подземному участку газопровода может быть использовано типовое решение по соединению кабеля с газопроводом.

В случаях подключений к газопроводам, проложенным под дорогами и проездами с интенсивным движением транспорта, контактные устройства рекомендуется выносить за их пределы.

**8.47** Электроизолирующие соединения (ЭИС) устанавливаются в зоне действия электрохимической защиты. Основное назначение электроизолирующих соединений заключается в ликвидации нерегулируемых контактов газопроводов с другими заземленными коммуникациями и конструкциями.

**8.48** Установку электроизолирующих соединений предусматривают преимущественно на надземных участках газопроводов вблизи места выхода их из земли, как правило, после отключающего устройства. Высота установки электроизолирующего соединения выбирается по технологическим условиям прокладки газопровода.

**8.49** В проекте указываются пункты измерений, в которых в обязательном порядке осуществляется контроль потенциалов при проведении наладочных работ.

К таким пунктам относятся:

- пункты с минимальным и максимальным (по абсолютной величине) защитным потенциалом;
- пункты, расположенные в грунтах наиболее высокой коррозионной агрессивности;
- пункты, наиболее приближенные к источникам блуждающих токов;
- пункты, наиболее приближенные к анодным заземлителям.

#### ПРОИЗВОДСТВО И ПРИЕМКА РАБОТ ПО ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЕ

**8.50** До начала строительно-монтажных работ строительная организация получает в соответствующих местных органах власти разрешение на производство работ, после чего вызывает на место производства работ все заинтересованные организации, уточняет с их помощью наличие и местоположение в зоне производства работ подземных сооружений и коммуникаций, согласовывает с ними план производства работ.

**8.51** Перед началом производства строительно-монтажных работ подрядчик извещает о дате начала работ заказчика, проектную организацию, организацию, осуществляющую технический надзор за строительством, и организацию, на обслуживание которой будет передаваться строящаяся защитная установка.

**8.52** Строительно-монтажные работы на объектах строительства электрозащитных установок осуществляются по технологиям, предусмотренным проектами производства работ.

**8.53** Строительство и монтаж узлов и деталей электрозащитных установок рекомендуется осуществляться по типовым чертежам альбома

МГНП 01-94 «Узлы и детали электрозащиты инженерных сетей от коррозии» института АО «МосгазНИИпроект».

Допускается строительство и монтаж отдельных узлов и деталей электрозащитных установок производить по чертежам, разработанным специализированными проектными организациями (имеющими лицензии на выполнение конструкторских разработок) и согласованным с заказчиком, эксплуатационной организацией и подрядными строительными организациями.

**8.54** Приварку контактных устройств, электроперемычек и контрольных проводников к действующим газопроводам осуществляют организации, в эксплуатации которых находятся эти газопроводы, по договорам с подрядчиками.

Приварку контактных устройств, электроперемычек и контрольных проводников к строящимся газопроводам осуществляют специализированные строительные организации, имеющие лицензии на производство сварочных работ на газопроводах и аттестованных сварщиков.

Все работы, связанные с присоединениями дренажных кабелей к соответствующим устройствам сети электрифицированного транспорта, производят в соответствии с предписаниями эксплуатационных организаций (железных дорог и трамвая) и в присутствии представителей этих организаций.

**8.55** Восстановление изоляционных покрытий на газопроводах после приварки контактных устройств, электроперемычек или контрольных проводников осуществляют организации, в эксплуатации которых находятся эти газопроводы, или с их согласия специализированные организации, имеющие лицензии на производство изоляционных работ на действующих газопроводах, по договорам с подрядчиками.

**8.56** Используемые в качестве стационарных медно-сульфатные электроды сравнения заполняют незамерзающим электролитом в соответствии с сертификатом качества.

Перед оборудованием контрольно-измерительных пунктов стационарными медно-сульфатными электродами сравнения рекомендуется проводить лабораторный предустановочный контроль последних, в процессе которого организацией проверяется переходное сопротивление «электрод—раствор», величина которого должна быть не более 1 кОм.

**8.57** Технологический процесс монтажа контактных устройств, электроперемычек, контрольно-измерительных пунктов и анодных заземлителей осуществляется под пооперационным контролем представителей организаций, осуществляющих технический надзор за строительством электрозащитных установок с оформлением соответствующих актов приемки.

**8.58** Прокладка кабелей по стенам зданий и опорам, монтаж электрических щитков и подключения к действующим сетям электропитания осуществляются в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» Минтопэнерго РФ,

«Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» Минэнерго РФ и «Межотраслевыми правилами по охране труда (правилами безопасности) при эксплуатации электроустановок» Министерства труда и социального развития РФ и Минэнерго РФ.

**8.59** Прокладка кабелей в земле осуществляется в соответствии с требованиями ПУЭ. Засыпка уложенных в траншеи кабелей производится после их приемки представителем технического надзора с оформлением соответствующих актов.

**8.60** Для оборудования установок электрохимической защиты рекомендуется проводить предустановочный (предмонтажный) контроль на соответствие показателям качества с оформлением соответствующих актов. Предустановочный контроль выполняется заказчиком или по договору с ним подрядчиком или эксплуатационной организацией.

**8.61** Преобразователи установок электрохимической защиты рекомендуется монтировать на соответствующих фундаментах или металлических каркасах, которые не должны иметь контактов с фундаментами или другими элементами зданий.

**8.62** Преобразователи установок электрохимической защиты во избежание поражения людей электрическим током заземляются или зануляются в соответствии с требованиями ПУЭ.

**8.63** После завершения строительномонтажных работ подрядчиком составляется «Акт на приемку строительномонтажных работ», который подписывается заказчиком, подрядчиком, представителями технического надзора и представителями проектной организации. Акт на приемку строительномонтажных работ составляется на каждую установку в отдельности.

**8.64** Исполнительные чертежи на построенные установки электрохимической защиты составляются строительными организациями в процессе производства работ до засыпки кабельных прокладок и всех узлов, заверяются представителями заказчика и эксплуатационных организаций, которым передаются установки, после проверки соответствия их проекту и натуре на основании промеров и осмотров до засыпки.

**8.65** Заверенные представителями заказчиков и эксплуатационных организаций исполнительные чертежи должны сдаваться строительными организациями в территориальные геодезические организации — держатели геофонда которые осуществляют их приемку после контрольных геодезических съемок в открытых траншеях и котлованах.

**8.66** После завершения строительномонтажных работ в полном объеме строительные организации передают заказчикам для организации выполнения наладочных работ следующую документацию:

- проект со всеми согласованиями, допущенными в ходе строительномонтажных работ, отступлениями от него — 1 экз.;

- исполнительные чертежи масштаба 1:500 на кальке с отметкой о приемке их в геофонд — 1 экз. и в копиях — 3 экз.;

- журнал авторского и технического надзора — 1 экз.;

- справки от смежных организаций о выполнении работ в полном объеме, если такие работы были предусмотрены проектами, — 1 экз.;

- технические паспорта на преобразователи, дренажные устройства ЭИС и сертификаты качества предприятий-изготовителей на протекторы, анодные заземлители, неполяризующиеся медно-сульфатные электроды и другие комплектующие изделия — 1 экз.;

- акты приемки электромонтажных работ — 1 экз.;

- акты приемки контактных устройств, электроперемычек, опорных и контрольных пунктов — 1 экз.;

- акты приемки скрытых работ — 1 экз.;

- акты проверки сопротивления растеканию контуров анодных заземлений — 1 экз.;

- протоколы измерений сопротивления изоляции кабелей — 1 экз.;

- протоколы измерений сопротивления петли «фаза—ноль» или сопротивления защитного заземления — 2 экз.;

- акты предустановочного контроля преобразователей — 1 экз.;

- акты пневматических и электрических испытаний электроизолирующих соединений — 1 экз.;

- акты приемки установленных электроизолирующих соединений — 1 экз.;

- справки о выполненном благоустройстве территорий, на которых производились строительные-монтажные работы, от владельцев этих территорий — 1 экз.

**8.67** Указанная документация по поручению заказчиков может передаваться сразу непосредственно эксплуатационным организациям в случаях, когда наладочные работы будут выполняться этими организациями.

**8.68** После приемки документации от строительных организаций в полном объеме заказчик заключает договора с энергоснабжающими организациями на пользование электроэнергией, заключает с ними акты разграничения балансовой принадлежности и ответственности за эксплуатацию линий электропитания и получает от местных органов Энергонадзора в установленном ими порядке разрешения на допуск установок электрохимической защиты в эксплуатацию.

**8.69** Перед приемкой электрохимической защиты необходимо провести наладочные работы, включающие в себя осмотр и проверку всех доступных элементов электрохимической защиты и контроль потенциалов газопроводов во всех пунктах измерений, указанных в проекте электрохимической защиты.

В процессе проведения наладочных работ определяется соответствие реальных параметров электрохимической защиты проектным, опреде-

ляются зоны защиты и устанавливаются оптимальные режимы работы установок электрохимической защиты (приложение М).

**8.70** Заказчик по заявлению подрядчика собирает комиссию по приемке установки ЭХЗ в эксплуатацию. В комиссию должны быть включены представители заказчика, подрядчика, проектной и эксплуатационной организации, а также организации, по поручению региональных властей курирующей работы по защите подземных сооружений от коррозии в регионе. В комиссию по приемке в эксплуатацию установок ЭХЗ включаются представители территориальных органов Госгортехнадзора России.

Комиссия производит осмотр доступных узлов электрозащитных установок, проверяет их соответствие предъявленной документации, знакомится с техническим отчетом по наладке электрозащитных установок и принимает решение по приемке установок защиты в эксплуатацию.

Заказчик передает эксплуатационной организации полученную от подрядчика документацию в полном объеме, а также акты о допуске Госэнергонадзором установок защиты в эксплуатацию.

В ходе приемки комиссия может проверить эффективность защиты подземных сооружений по своему усмотрению и проверить качество исполнения любого скрытого элемента защиты. В этом случае подрядчик обязан вскрыть этот узел для осмотра.

Все выявленные недостатки подрядчик устраняет в установленные комиссией сроки, после чего вызывает комиссию повторно.

**8.71** Приемка в эксплуатацию установок электрохимической защиты оформляется актом. Установка считается принятой в эксплуатацию с момента утверждения акта приемки.

#### **ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ ИЗОЛЯЦИОННЫМИ ПОКРЫТИЯМИ**

**8.72** Работы по нанесению изоляционных покрытий на трубы осуществляются в базовых условиях на механизированных линиях изоляции в соответствии с технологическим регламентом (или Технологической инструкцией), разработанным для каждого типа покрытия и согласованным с головной организацией. Качество покрытия труб должно соответствовать требованиям технических условий на каждый вид покрытия.

**8.73** Основные нормативные требования к наружным покрытиям подземных газопроводов, а также структура покрытий, регламентируемые ГОСТ 9.602 и РД 153-39.4-091, должны быть изложены в ТУ.

**8.74** В качестве основных материалов для формирования защитных покрытий установлены: полиэтилен, полиэтиленовые липкие ленты, термоусаживающиеся полиэтиленовые ленты, битумные и битумно-полимерные мастики, наплавляемые битумно-полимерные материалы, полимерно-битумные ленты, композиции на основе



хлорсульфированного полиэтилена, полиэфирных смол и полиуретанов. Применяемые материалы и покрытия на их основе должны соответствовать требованиям технических условий и иметь сертификаты качества или технические паспорта.

**8.75** Изоляционные работы на месте укладки газопроводов допускается выполнять ручным способом только при изоляции сварных стыков, мелких фасонных частей, а также резервуаров СУГ, исправлении повреждений покрытия, возникших при транспортировании труб в размере не более 10 % площади покрытия, а также при ремонте участков газопроводов длиной не более 10 м. При температуре воздуха ниже минус 25 °С проведение изоляционных работ запрещается.

**8.76** На всех этапах строительного-монтажных работ по изоляции труб, нанесению покрытий на сварные стыковые соединения газопровода, ремонту мест повреждений изоляции проводится контроль показателей качества покрытий: толщины, адгезии, диэлектрической сплошности.

**8.77** Качество работ по очистке, праймированию поверхности и нанесению покрытий на трубы, выполняемых в заводских условиях и на производственных базах строительного-монтажных организаций, проверяет и принимает отдел технического контроля или лаборатория предприятия.

Проверку качества изоляционных работ на трассе осуществляют инженерно-технические работники строительного-монтажной организации выполняющей изоляционные работы, а также технический надзор заказчика или организации, эксплуатирующей трубопроводы. Качество очистки проверяют осмотром внешней поверхности труб.

**8.78** Качество нанесенного на трубы защитного покрытия определяют внешним осмотром, измерением толщины, проверкой сплошности и адгезии к металлу. Газопровод укладывают в траншею, присыпают грунтом на 20—25 см и проверяют отсутствие непосредственного электрического контакта между металлом трубопровода и грунтом с выявлением дефектов в защитном покрытии. Требования к качеству изоляционных покрытий приведены в таблице 28.

**8.79** Толщину защитных покрытий контролируют приборным методом неразрушающего контроля с применением толщиномеров и других измерительных приборов:

- для экструдированного полиэтилена и битумно-мастичных покрытий — в базовых и заводских условиях на каждой десятой трубе одной партии не менее чем в четырех точках по окружности трубы и в местах, вызывающих сомнения

Т а б л и ц а 28

Наименование показателей	Норма для покрытий				
	Из экструдированного полиэтилена <sup>1</sup>	Комбинированное мастично-ленточное <sup>2</sup>	Комбинированное ленточно-полиэтиленовое <sup>3</sup>	Из полиэтиленовых липких лент <sup>4</sup>	На основе битумных мастик
Толщина покрытия, мм, не менее, в зависимости от диаметра труб	Ø до 89—2,2 Ø до 259—2,5 Ø до 426—3,0 Ø от 530—3,5	Ø от 57 до 820—4,0	Ø до 114—2,2 Ø до 259—2,5 Ø до 530—3,0	Ø от 57 до 426 мм — 1,8	Ø до 159 (включ.)—7,5 св. 159 — 9,0
Адгезия к стальной поверхности трубы при 20 °С, кгс/см <sup>2</sup> , не менее	3,5	1,5	2,0	1,5	5,0
Ударная прочность, Дж на 1 мм толщины покрытия	Ø до 57—3,5 Ø от 76 до 159—4,25 Ø от 219 до 530—5,0	4,0 (на всю толщину покрытия)	Ø до 57—3,5 Ø от 76 до 159—4,25 Ø от 219 до 530—5,0	Ø до 273—4,0 Ø от 325 до 530—6,0 (на всю толщину покрытия)	Ø до 159—4,0 Ø от 176 до 530—6,0 (на всю толщину покрытия)
Величина напряжения при контроле сплошности на 1 мм толщины покрытия, кВ	5,0	5,0	5,0	5,0	4,0
Переходное электросопротивление на законченном строительстве газопроводе, Ом·м <sup>2</sup> , не менее	1·10 <sup>5</sup>	1·10 <sup>5</sup>	1·10 <sup>5</sup>	5·10 <sup>4</sup>	1·10 <sup>4</sup>

<sup>1</sup> Покрытия изготавливаются по ТУ 1390-002-01297858; ТУ 1390-003-00154341; ТУ 1390-003-0128465; ТУ 1390-002-01264659; ТУ 1390-005-01297858; ТУ РБ 03289805.002; ТУ 1394-002-47394390; ТУ 1394-002-4734390; ТУ 1394-012-17213088.

<sup>2</sup> Покрытия изготавливаются из полимерно-битумных лент типа Пирма и Литкор, выпускаемых по ТУ 2245-003-48312016 и ТУ 2245-001-48312016 соответственно.

<sup>3</sup> Покрытия изготавливаются по ТУ 1390-013-04001657; ТУ 1390-014-05111644; ТУ РБ 03289805.001.

<sup>4</sup> Покрытие должно соответствовать требованиям РД 153-39.4-091

- для битумно-мастичных покрытий — в трасовых условиях на 10 % сварных стыков труб, изолируемых вручную, в тех же точках;

- для битумно-мастичных покрытий на резервуарах — в одной точке на каждом квадратном метре поверхности, а в местах перегибов изоляционных покрытий через 1 м по длине окружности.

**8.80** Толщину защитного покрытия из полимерных липких лент проверяют при намотке ленты внешним осмотром по количеству слоев навиваемой ленты и ширины нахлеста ленты.

**8.81** Адгезию защитных покрытий к стали контролируют приборным методом с применением адгезиметров.

Для мастичных битумных покрытий допускается определение адгезии методом выреза треугольника с углом 45° и отслаиванием покрытия от вершины угла. Адгезия считается удовлетворительной, если при отслоении более 50 % мастики остается на металле.

Адгезию покрытия из полиэтиленовых липких лент определяют через 1 сут после нанесения на трубы и стыки.

**8.82** Сплошность покрытий труб в базовых и заводских условиях контролируют по всей поверхности приборным методом неразрушающего контроля с помощью искрового дефектоскопа при напряжении 4,0 или 5,0 кВ на 1 мм толщины покрытия после процесса изоляции труб, а также на трассе после ремонта покрытий трубопроводов, изоляции стыков и резервуаров в соответствии с требованиями таблицы 28.

**8.83** Проверку защитного покрытия после присыпки газопровода на отсутствие внешних повреждений, вызывающих непосредственный электрический контакт между металлом трубопровода и грунтом, производят приборами в соответствии со специальной инструкцией, составленной применительно к типу и схеме приборов.

**8.84** Дефектные места, а также повреждения защитного покрытия, выявленные во время проверки его качества, исправляют до окончательной засыпки газопровода. При этом обеспечиваются однотипность, монолитность защитного покрытия. После исправления отремонтированные места подлежат вторичной проверке.

**8.85** По окончании строительства защитное покрытие уложенных трубопроводов и резервуаров принимают представители заказчика с оформлением акта на скрытые работы.

При сдаче защитного покрытия газопровода по требованию представителя заказчика предъявляют: сертификаты (паспорта) на каждую партию материалов или результаты лабораторных испытаний материалов — данные лабораторных испытаний проб, взятых из котлов в процессе приготовления битумной мастики; журнал изоляционных работ; акт проверки качества защитного покрытия.

**8.86** Для строительства подземных газопроводов применяют трубы с защитным покрытием,

нанесенным в базовых условиях. Основные характеристики покрытий приведены в таблице 28.

**8.87** Наиболее прогрессивным покрытием для труб диаметром от 57 до 2020 мм является покрытие из экструдированного полиэтилена, нанесенное на трубу по жесткому адгезиву.

**8.88** Покрытие из полиэтиленовых липких лент отечественного и зарубежного производства наносится на трубы диаметром от 45 до 530 мм.

Структура покрытия весьма усиленного типа включает два слоя полиэтиленовой липкой ленты толщиной 0,63 мм, нанесенной по специальной битумно-полимерной грунтовке, и наружную обертку из оберточной полиэтиленовой ленты с липким слоем.

**8.89** Покрытия на основе битумных мастик должны состоять из нескольких армированных слоев мастики, нанесенной на трубу по битумному праймеру. Структура покрытия включает:

- грунтовку битумную (праймер);
- мастику;
- армирующий слой;
- мастику;
- армирующий слой;
- мастику;
- обертку из бумаги.

**8.90** Для изготовления покрытий рекомендуется применять битумно-резиновую (ГОСТ 15836), битумно-атактическую, битумно-полимерную (ТУ 5775-001-18314696, ТУ 5775-002-32989231, ТУ 2513-001-15111644) мастики, а также мастику «Асмол» (ТУ 5623-002-05111644).

**8.91** В качестве армирующих материалов для мастичных битумных покрытий применяют стеклохолсты ВВ-К, ВВ-Г, нетканое полимерное полотно марки С1.100.80-0444 (ТУ 8390-002-46353927; ТУ 8390-007-05283280), стеклоткань Э(с)4-40 (ГОСТ 19907). Допускается применять стеклохолсты других марок, соответствующие основным показателям, установленным в нормативно-технической документации на ВВ-К и ВВ-Г.

**8.92** Изготовление мастик и нанесение их на трубы производится в соответствии с технологическим регламентом, разработанным в установленном порядке.

**8.93** Важнейшими условиями, определяющими эффективность защитного покрытия и продолжительность срока его службы, являются качественная очистка и праймирование поверхности труб, а также соблюдение температурного режима в процессе изготовления мастики и нанесения ее на трубы. Толщина наносимого изоляционного слоя, его сплошность и прилипаемость, степень пропитки армирующей обмотки зависят от вязкости мастики, регулируемой изменением температуры в ванне в зависимости от температуры окружающей среды.

**8.94** Для труб диаметром от 57 до 530 мм наравне с другими может применяться комбинированное ленточно-полиэтиленовое покрытие, структура которого приведена в таблице 29.

Т а б л и ц а 29

Структура покрытия	Толщина покрытия для труб диаметром		
	До 114 мм	До 250 мм	До 530 мм
Грунтовочный слой — битумно-полимерная мастика	Расход 80—120 г/м <sup>2</sup> для всех диаметров труб		
Изолирующий подслоя — лента полиэтиленовая Полилен-40-ЛИ-45	0,45	0,45	0,45
Защитный слой — экструдированный полиэтилен	1,75	2,05	2,55
Общая толщина	2,2	2,5	3,0

**ПРОИЗВОДСТВО И ПРИЕМКА РАБОТ  
ПО ИЗОЛЯЦИИ СВАРНЫХ  
СТЫКОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ СТАЛЬНЫХ  
ПОДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И РЕМОНТУ  
МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ ПОКРЫТИЯ**

**8.95** При строительстве трубопроводов сварные стыки труб, фасонные элементы (гидрозатворы, конденсатосборники, колена) и места повреждения защитного покрытия изолируют в трассовых условиях теми же материалами, что и газопроводы, или другими, по своим защитным свойствам не уступающими покрытию линейной части трубопровода и имеющими адгезию к этому покрытию.

Для изоляции стыков и ремонта мест повреждений газопроводов с мастичным битумным покрытием не допускается применять полиэтиленовые или поливинилхлоридные ленты.

**8.96** Проведение изоляционных работ в трассовых условиях во время дождя и снегопада допускается только при условии защиты изолируемой поверхности от попадания влаги. При температуре воздуха ниже минус 25 °С проведение изоляционных работ запрещается.

**8.97** Качественное выполнение работ по формированию покрытия из полиэтиленовых липких лент на трассе возможно лишь при положительных температурах окружающего воздуха, т.е. в теплое время года.

**8.98** Перед проведением работ по изоляции стыков необходимо выполнять следующие подготовительные работы:

- ознакомиться с технологией изоляционных работ;
- подготовить необходимое оборудование и приспособления;
- подготовить укрытие для изоляционных работ в случае ненастной погоды.

**Изоляция стыков газопроводов  
с покрытием из экструдированного  
полиэтилена термоусаживающимися лентами**

**8.99** Для изоляции могут применяться отечественные термоусаживающиеся ленты «Дон-

рад-СТ» (ТУ 2245-004-46541379), «ДРЛ-СТ» (ТУ 2245-002-31673075), «Терма-СТ» (ТУ 2245-001-44271562), «ЛТА-С» (ТУ РБ 03230835-005), а также термоусаживающиеся ленты фирмы «Райхем» класса не ниже С50. Толщина термоусаживающейся ленты должна быть не менее 1,8 мм.

**8.100** Изоляция сварных стыков выполняется в соответствии РД 153-39.4-091 и состоит из ряда последовательно проводимых технологических операций:

- предварительный подогрев и сушка стыка (при необходимости);
- очистка зоны сварного стыка щетками или пескоструйным аппаратом;
- формирование манжеты из ленты;
- нагрев зоны сварного стыка;
- нанесение и усадка манжеты.

**8.101** Для формирования манжеты термоусаживающаяся лента, используемая для изоляции сварного стыка труб, вырезается таким образом чтобы ее нахлест на заводское изоляционное покрытие составлял не менее 70 мм, а длина соответствовала длине окружности газопровода плюс 20 % этой длины, необходимой для термоусадки материала, плюс 100 мм на нахлест при формировании манжеты.

Формирование из ленты кольцевой манжеты проводится непосредственно на газопроводе рядом со стыком. При этом заготовка ленты по кольцу изгибается вокруг сварного стыка газопровода. Величина нахлеста ленты составляет не менее 100 мм.

Под манжету в месте нахлеста ленты подставляется прокладка из термостойкого (фторопластового) материала. После чего с помощью ручной газовой горелки прогревают адгезионный подслоя ленты в месте нахлеста до образования расплава. После этого вручную с применением прикатывающего ролика производится уплотнение места нахлеста ленты. По мере остывания расплава происходят склеивание ленты и формирование кольцевой манжеты.

Подготовленную манжету оставляют рядом зоной сварного стыка газопровода до тех пор пока не прогреют стык до необходимой температуры.

**8.102** Нагрев зоны сварного стыка до необходимой температуры (130 — 140 °С) производят ручными газовыми горелками различных конструкций. Газовая горелка обеспечивает получение факела некопящего пламени длиной не менее 300 мм и шириной до 100 мм. Контроль температуры нагрева стыка в разных точках осуществляют пробным контактом полоски ленты, прикладываемой к поверхности разогретого стыка подклеивающим слоем. Если подклеивающий слой ленты при контакте с металлом трубы быстро плавится и прилипает к стальной поверхности, температура стыка достаточна для формирования покрытия из термоусаживающейся ленты. При нагреве стыка до указанной выше температуры металл приобретает сизоватый цвет.

**8.103** Края примыкающего к стыку покрытия также нагреваются мягким пламенем горелки до 90—100 °С, полиэтилен при этом может слегка размягчиться.

**8.104** Нанесение и усадка манжеты.

После нагрева изолируемой зоны до необходимой температуры термоусаживающаяся манжета устанавливается на место сварного стыка. Величина нахлеста манжеты на заводское покрытие труб составляет не менее 70 мм по обе стороны сварного стыка.

Процесс термоусаживания манжеты начинается с ее фиксирования на зоне сварного стыка. Это достигается равномерным прогревом центральной части манжеты по всему периметру, в результате чего манжета дает термоусадку и фиксируется на трубе. Для обеспечения равномерности термоусадки материала и предотвращения сваривания манжеты к верхней образующей газопровода в самом начале процесса термоусадки между манжетой и трубой по обеим сторонам манжеты устанавливаются эластичные специальные кольцевые прокладки толщиной 10—15 мм (могут быть изготовлены из отрезков кабеля и т.д.).

После закрепления манжеты на изолируемом участке газопровода прокладки вынимаются и производятся прогрев и усадка всей манжеты.

Процесс усадки ведется от центра манжеты к кромкам. При этом для обеспечения максимального адгезионного контакта между манжетой и изолируемым участком газопровода не рекомендуется допускать образования под покрытием воздушных пузырей, складок. Уплотнение, выравнивание покрытия могут производиться вручную (с помощью рукавицы), прикатывающим эластичным валиком, дощечкой с мягкой, эластичной набивкой и др.

Термоусаживающаяся манжета плотно, без гофр и складок облегает изолируемый участок газопровода с выходом валика расплава адгезионного подслоя ленты из-под манжеты на заводское покрытие.

**8.105** Контроль качества покрытия, нанесенного на зону сварного стыка.

Сформированное защитное покрытие удовлетворяет следующим требованиям:

- имеет одинаковую величину нахлеста на заводское покрытие;
- копирует рельеф изолируемой поверхности сварного стыка без гофр, морщин, протяженных и локальных воздушных включений;
- не имеет проколов, задиров и других сквозных дефектов;
- толщина сформированного покрытия не менее 1,8 мм;
- показатель прочности адгезионной связи сформированного покрытия с металлом и заводским полиэтиленовым покрытием составляет не менее 3,5 кг на 1 см ширины отслаиваемой полосы.

### **Изоляция стыков и ремонт мест повреждений полимерных покрытий газопроводов с применением полиэтиленовых липких лент**

**8.106** Для изоляции стыков подземных газопроводов малых и средних диаметров (Ø57—530 мм) с покрытием из полиэтиленовых липких лент базового нанесения применяются полиэтиленовые липкие ленты типа ПОЛИЛЕН. Липкие ленты наносятся на трубу по специальному клеевому праймеру, выпускаемому под каждый вид ленты.

**8.107** В трассовых условиях при выполнении работ по изоляции стыков для обеспечения требуемого натяжения (1,5—2,0 кг на 1 см ширины навиваемой полосы) целесообразно применять специальные машинки для изоляции стыков газопроводов липкими лентами.

**8.108** Для ручного способа нанесения покрытия на стык могут быть рекомендованы лента ПОЛИЛЕН 40-ЛИ-45 (ТУ 2245-003-1297859) и двусторонние липкие ленты. Они достаточно эластичные, чтобы осуществить требуемое натяжение для обеспечения качественного покрытия.

**8.109** Для механизированного способа нанесения покрытия с помощью специальных машинок могут использоваться другие марки полиэтиленовых липких лент, в частности ПОЛИЛЕН 40-ЛИ-63 (ТУ 2245-003-1297859), толщина которых 0,625 мм.

**8.110** Качество покрытия стыка из полиэтиленовых липких лент должно, как правило, соответствовать требованиям РД 153-39.4-091.

**8.111** Очищенную поверхность газопровода рекомендуется сразу перед нанесением покрытия покрывать сплошным слоем грунтовки, специально выпускаемой под каждый вид ленты.

**8.112** Перед нанесением ленточного покрытия на стык выступающее клеймо сварщика рекомендуется заровнять пластичной битумной мастикой, нанесенной на праймер.

**8.113** Для изоляции сварных стыков труб с полиэтиленовым покрытием рекомендуется снять кромку полиэтиленового покрытия на конус, придать шероховатость примыкающему к стыку полиэтиленовому покрытию металлическими щетками или наждачной бумагой. Заусенцы со сварного стыка снять шлиф-машинкой или напильником, стык предварительно обернуть полоской липкой изоляционной лентой.

**8.114** При изоляции стыков газопроводов с покрытием из полиэтиленовых липких лент рекомендуется снять с примыкающего к стыку покрытия защитную обертку на длину около 10 см.

Полиэтиленовую изоляционную ленту нанести на запраймированную и обернутую полоской ленты поверхность стыка таким образом, чтобы образовался нахлест с примыкающим к стыку заводским покрытием не менее 10 см, т.е. на тот участок, с которого снята защитная обертка.

**8.115** Нанесение изоляционной ленты на стык осуществляется по подсохшему до отлипа праймеру, причем праймер наносится не только на околошовную зону сварного стыка, но и на примыкающее к стыку полиэтиленовое покрытие. Праймер наносится равномерным слоем, особое внимание рекомендуется уделять равномерности нанесения праймера на нижнюю образующую стыка газопровода. Не рекомендуется допускать наличие пропусков праймера по поверхности.

**8.116** На стык, изолированный полимерной липкой лентой, наносят в один слой защитную полимерную обертку с нахлестом витков 2—2,5 см.

**8.117** Засыпку газопровода грунтом осуществляют только после формирования адгезии покрытия.

**8.118** При нанесении покрытия на фасонные части из двусторонней липкой ленты ширина навиваемой полосы может быть до 5 см независимо от диаметра трубы. Ширина полиэтиленовой ленты с липким слоем для ручного способа нанесения — не более 10 см.

**8.119** Ремонт поврежденного участка покрытия из полиэтиленовых липких лент выполняют путем наклейки на поврежденные места после снятия защитной обертки и второго слоя изоляционной ленты трехслойных заплат из полиэтиленовой липкой ленты.

**8.120** Перед наклейкой заплат оголенный участок трубы очищают от ржавчины, пыли, высушивают и покрывают соответствующей грунтовкой.

**8.121** Участок заплат из липкой полиэтиленовой ленты перекрывает поврежденное покрытие не менее чем на 10 см по всему периметру. Заплата закрепляется на газопроводе кольцевым бандажом из липкой ленты или обертки с липким слоем.

**8.122** Технология производства работ по ремонту мест повреждений покрытия аналогична технологии изоляции стыков.

**8.123** Ремонт мест повреждений покрытия из экструдированного полиэтилена рекомендуется также выполнять с применением термоусаживающихся лент.

#### **Изоляция стыков и ремонт мест повреждений покрытия газопроводов, построенных из труб с мастичным битумным покрытием**

**8.124** Для изоляции стыков газопроводов и ремонта мест повреждений покрытия применяются

преимущественно битумные мастики тех марок, из которых сформировано покрытие трубы, в частности битумно-резиновая мастика (ГОСТ 15836), битумно-атактическая мастика и битумно-полимерные мастики (ТУ 5775-001-18314696, ТУ 5775-002-32989231).

Основные физико-механические свойства битумных мастик, рекомендуемых для изоляции стыков и мест повреждений покрытия, приведены в таблице 30.

**8.125** Технология изоляции сварных соединений газопроводов и мест повреждений битумных покрытий, а также нанесения покрытий на фасонные части с использованием битумных мастик и рулонного материала типа «Бризол» или стеклохолста включает следующие основные операции:

- очистку изолируемой поверхности стыка (ручная — щетками или наждачной бумагой № 2, № 3; механизированная — шлиф-машинкой);

- обработку концевых участков примыкающего к зоне сварного стыка битумного покрытия путем срезания его на конус на расстоянии 100—150 мм, для чего удаляют с покрытия обертку из бумаги. Затем срезанное на конус покрытие выравнивают, подплавляя его газовой горелкой или паяльной лампой;

- сушку и подогрев стыка (в зимнее и сырое время года);

- нанесение на очищенную поверхность стыка кистью или валиком битумного праймера, приготовленного из битума БНИ-IV и бензина (не содержащего солярку) в соотношении 1:3 по объему;

- нагрев пламенем газовой горелки (или паяльной лампой) примыкающих к зоне сварного стыка или места врезки концевых участков мастичного битумного покрытия длиной около 100—150 мм до начала оплавления мастики;

- нанесение по подсохшему до «отлипа» праймеру первого слоя горячей 140 — 160 °С битумно-полимерной мастики, армированной одним слоем рулонного материала типа «Бризол» или стеклотканью Э(с)4-40;

- нанесение второго слоя горячей битумно-полимерной мастики, также армированной одним слоем «Бризол» или стеклотканью Э(с)4-40.

Рекомендуется соблюдать следующие требования:

- ширину нахлеста формируемого на стыке покрытия на мастичное покрытие линейной части трубы следует выполнять не менее 100 мм;

Т а б л и ц а 30

Наименование показателей	Марки битумных мастик		
	МБР-90 (ГОСТ 15836)	Битумно-атактическая	Битумно-полимерная с повышенными адгезионными свойствами (ТУ 5775-001-18314696)
Температура размягчения, °С, не менее	90	80	77—84
Растяжимость при 25 °С, см, не менее	3,0	1,5	6,0
Пенетрация, десятые доли мм	20	14	24—30

- полотно «Бризол» целесообразно наносить на стык путем оборачивания им стыка, при этом ширина полотна определяется длиной стыка плюс 140—200 мм. При изоляции мест врезок углов поворота и отводов используют узкую ленту «Бризол» или стеклоткани (шириной 70—100 мм) и формируют покрытие методом навивки по спирали, причем витки ленты «Бризол», армирующие первый слой битумно-полимерного покрытия, не должны нахлестываться друг на друга. Второй (оберточный) слой наносится с нахлестом не менее 20 мм;

- при изоляции стыка по указанной технологии проводят послысную прикатку сформированного покрытия валиком в целях избежания пустот и неровностей, а также для улучшения прилипаемости покрытия, как к металлу, так и к имеющемуся битумному покрытию;

- толщина изоляционного покрытия зоны сварного стыка на трубах диаметром 159 мм составляет не менее 7,0 мм, на трубах диаметром свыше 159 мм — не менее 8,0 мм;

- «Бризол», температура хрупкости которого согласно ТУ составляет минус 5 °С, хранят в трассовых условиях в зимнее время в вагончиках и перед нанесением на стык слегка прогревают ленту паяльной лампой или мягким пламенем газовой горелки, не допуская деформации полотна;

- степень прилипаемости покрытия как к металлу, так и к существующему покрытию удовлетворительная и соответствует ГОСТ 9.602 (для покрытий на основе битумных мастик);

- во избежание расслоения между наносимой на стык мастикой и существующим на трубе мастичным покрытием рекомендуется в обязательном порядке прогревать до оплавления существующее на трубе покрытие. Качество изоляции стыка или отремонтированного участка покрытия в значительной степени зависит от соблюдения технологии изоляционных работ.

#### **Ремонт поврежденных участков мастичного покрытия в трассовых условиях**

**8.126** Ремонту подлежат сквозные повреждения покрытия, а также участки, на которых зафиксировано снижение толщины вследствие продавливания покрытия (вмятины, задиры и т.п.).

Отслоившееся мастичное покрытие в зоне сквозного дефекта удаляется с трубы, а края оставшегося покрытия освобождаются от бумаги, зачищаются на конус в разогретом виде с применением ножа или металлического шпателя.

Поверхность оголенного металла газопровода на участках дефекта рекомендуется зачистить от ржавчины стальными проволочными щетками, высушить и запраймировать битумным праймером.

На подогретый до оплавления участок с поврежденным битумным покрытием наносят из лейки слой горячей битумной мастики и накладывают поверх него заранее приготовленную зап-

лату из «Бризол», перекрывающую дефект в покрытии не менее чем на 50 мм по всему периметру. Затем наносят второй слой расплавленной битумной мастики и его накрывают заплатой из «Бризол» с нахлестом, не менее чем на 100 мм перекрывающим 1-й слой покрытия. Сформированное покрытие в горячем виде прикатывают деревянным валиком для устранения воздушных пузырей, гофр и для более плотного межслойного сцепления покрытия.

Толщина отремонтированных участков битумного покрытия для труб диаметром до 159 мм составляет 7,0 мм, а для труб большего диаметра — не менее 8,0 мм.

Для праймирования поверхности зоны сварного стыка рекомендуется применять битумную грунтовку (праймер).

В качестве армирующих и оберточных материалов для изоляции стыков и ремонта мест повреждений мастичных битумных покрытий рекомендуется использовать рулонные материалы типа «Бризол»:

- Поликром-БР (ТУ 66.30.019);

- полотно резиновое гидроизоляционное (ТУ 38.105436 с учетом Изменения № 4 от 25.09.94).

Допускается применять в качестве армирующего материала для изоляции стыков стеклохолст, стеклоткань, нетканое полимерное полотно.

Характеристики рулонного материала приведены в таблице 31.

Т а б л и ц а 31

Наименование показателей	Норма
Условная прочность при растяжении, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ), не менее	0,6(6)
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	60
Водопоглощение за 24 ч, %, не более	0,8
Эластичность, количество двойных перегибов, не менее	10
Гибкость на стержне диаметром 10 мм при температуре минус 5 °С	Без трещин
Гарантийный срок хранения со дня изготовления	6 мес

#### **Технология изоляционных работ на газопроводах в трассовых условиях с применением полимерно-битумных лент типа ЛИТКОР и ПИРМА**

**8.127** Универсальным материалом для изоляции стыков и ремонта мест повреждений мастичных битумных покрытий, а также покрытий из экструдированного полиэтилена и полиэтиленовых липких лент являются полимерно-битумные ленты типа ЛИТКОР (ТУ 2245-001-48312016) и ленты типа ПИРМА (ТУ 2245-003-48312016).

**8.128** Изоляцию стыковых соединений и фасонных элементов трубопроводов с различными видами покрытий с применением полимерно-битумных лент типа ЛИТКОР и ПИРМА необходимо производить по следующей технологии:

- сушка и подогрев изолируемой поверхности (в зимнее и сырое время года);

- очистка изолируемой поверхности (ручная — металлическими щетками или механизированная — шлиф-машинками);

- обработка концевых участков полиэтиленового покрытия (50—70 мм) щетками для придания глянцевої поверхности шероховатости (или снятие на конус примыкающего к стыку мастичного покрытия);

- нанесение на изолируемую поверхность кистью или валиком битумного праймера (раствор битума БНИ-IV или БНИ-V в бензине в соотношении 1:3 по объему) или праймера ПЛ-М (ТУ 5775-001-01297858);

- нанесение по битумному праймеру заранее заготовленной полосы полимерно-битумной ленты.

**8.129** Нанесение ленты следует производить путем навивки по спирали или методом «в обхват», предварительно освободив липкую мастичную сторону ленты от антиадгезионной прокладки и нагревая мастичный слой пламенем паяльной лампы или пропановой горелки до начала его подплавления. Прогретую ленту слегка натягивают и прижимают к изолируемой поверхности трубопровода. Во избежание образования пузырей и для плотного прилегания к трубе ленту дополнительно прикатывают валиком. При нанесении ленты на трубу величина нахлеста «ленты на ленту» должна составлять не менее 20 мм, нахлест ленты на покрытие трубы — не менее 70 мм.

Ширина навиваемой полосы ленты при спиральной навивке должна быть не более 150 мм. Двухслойное покрытие формируется с одной бобины с нахлестом не менее 50 %. Оберточную ленту наносят с нахлестом 15—20 мм. При изоляции углов поворота и мест врезок необходимо применять ленту шириной 90 мм.

**8.130** Для газопроводов диаметром до 159 мм включительно допускается формирование покрытия из двух слоев изоляционной полимерно-битумной ленты общей толщиной не менее 4,0 мм (толщина каждого слоя ленты не менее 2,0 мм). Для труб больших диаметров рекомендуется применять поверх двух слоев изоляционной полимерно-битумной ленты один слой оберточной ленты (полиэтиленовой или поливинилхлоридной) толщиной не менее 0,5 мм.

**8.131** Сформированное покрытие стыка из полимерно-битумных лент ЛИТКОР или ПИРМА должно удовлетворять следующим требованиям:

- иметь величину нахлеста на покрытие трубы не менее 70 мм;

- копировать рельеф изолируемой поверхности без гофр, быть плотным, без пазух и воздушных включений;

- толщина двухслойного покрытия весьма усиленного типа должна быть не менее 4,0 мм;

- адгезия покрытия из полимерно-битумных лент: ЛИТКОР или ПИРМА к поверхности трубы и к полимерному покрытию при 20 °С должна составлять не менее 1,5 кгс/см<sup>2</sup>;

- покрытие должно быть сплошным при проверке искровым дефектоскопом при напряжении на щупе 20 кВ на всю толщину покрытия.

**8.132** Полимерно-битумные ленты ЛИТКОР и ПИРМА являются технологичными для ремонта как мастичных, так и полимерных покрытий.

**8.133** Технология ремонта мест повреждений с применением указанных выше полимерно-битумных лент состоит из следующих технологических этапов:

- зачистка покрытия вокруг оголенного участка трубопровода;

- нанесение на оголенную металлическую поверхность битумного праймера и его высушивание;

- наклеивание заплаты на запраймированный участок, вырезанной из полимерно-битумной ленты по форме поврежденного участка изоляции. Мастичный слой заплаты перед наклеиванием подплавляют пламенем паяльной лампы или газовой горелки;

- подплавление и наложение поверх первого слоя второго слоя заплаты с перекрыванием его не менее чем на 50 мм во все стороны. Для получения плотного покрытия его прикатывают валиком (через антиадгезионную бумагу);

- для предотвращения сдвиговых деформаций при засыпке трубопровода грунтом (особенно на трубопроводах больших диаметров) поверх заплаты накладывают кольцевой бандаж из любой полимерной ленты с липким слоем (например, полиэтиленовой или поливинилхлоридной).

**8.134** Ленты ЛИТКОР и ПИРМА предназначены для ремонта покрытий на действующих подземных газопроводах с температурой транспортируемого продукта не выше плюс 40 °С, а также изоляции стыков газопроводов, фасонных элементов, в частности конденсатосборников, углов поворотов, колен вновь прокладываемых подземных газопроводов из труб как с покрытием из экструдированного полиэтилена, так и с покрытием на основе битумных мастик. Лента может применяться вместо горячих битумных мастик при ремонте мастичных битумных покрытий, а также покрытий из экструдированного полиэтилена и полимерных липких лент. Ленты можно применять при стыковке трубопроводов с разными видами покрытий, для изоляции заглушек и шин для устройства КУ при монтаже электрохимзащиты.

#### ПРОИЗВОДСТВО И ПРИЕМКА РАБОТ ПО ИЗОЛЯЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ СУГ

**8.135** Для подземных стальных резервуаров применяются защитные покрытия весьма усиленного типа на основе полимерных липких лент, битумно-полимерного наплавленного материала или битумных мастик. Наиболее перспективны для изоляции СУГ является рулонный наплавленный битумно-полимерный материал типа «Изопласт» (ТУ 5774-005-0576480), «Изоэласт» (ТУ 5774-007-05766480).

**8.136** Покрытие для емкостей объемом до 200 м<sup>3</sup> должно состоять из слоя битумного прай

мера и двух слоев рулонного битумно-полимерного материала «Изопласт-П» марки ЭПП-4,0 или «Изоэласт-П» марки ЭПП-4. Функцию обертки выполняет полиэтиленовая пленка, нанесенная на рулонный материал. Общая толщина покрытия должна быть не менее 8,0 мм.

**8.137** Покрытие должно хорошо прилипать к поверхности резервуара. Адгезия покрытия на сдвиг должна составлять не менее 5,0 кгс/см<sup>2</sup>. Нижние и верхние слои покрытия должны быть сплавлены между собой, между слоями не должно быть пазух, вздутий и расслоений. Покрытие должно быть сплошным, без пропусков и прожогов.

**8.138** Работа по изоляции резервуаров СУГ состоит из ряда последовательно проводимых технологических операций:

- предварительный подогрев и сушка поверхности резервуара (при необходимости);
- пескоструйная очистка поверхности резервуара;
- праймирование изолируемой поверхности и подсушивание битумного праймера;
- раскраивание полос рулонного полимерно-битумного материала в соответствии с требуемыми размерами;
- формирование покрытия путем наклеивания подплавленного с внутренней стороны рулонного материала и тщательной его прикатки.

**8.139** Перед нанесением покрытия изолируемая поверхность резервуара должна быть очищена от продуктов коррозии и при необходимости (дождь, снег) подсушена.

Очистку поверхности необходимо осуществлять с применением пескоструйных аппаратов позволяющих с большой скоростью и эффективностью достичь требуемой степени очистки и придать поверхности необходимую шероховатость.

**8.140** Для праймирования поверхности резервуаров СУГ необходимо использовать битумный праймер, который приготавливают из битума БНИ-IV и бензина в условиях заготовительных мастерских.

**8.141** Формирование защитного покрытия на резервуарах СУГ необходимо осуществлять методом наклеивания раскроенного полотна рулонного полимерно-битумного материала, подплавленного с внутренней стороны. Подплавление производят пламенем пропановой горелки, не допуская возгорания и стекания расплавленной мастики. Признаком того, что мастика достаточно расплавлена, чтобы обеспечить требуемую прилипаемость к запраймированной поверхности, является образование валика подплавленной мастики на поверхности рулонного материала.

**8.142** Покрытие наносят по круговому периметру резервуара, наклеивая полотнища рулонного полимерно-битумного материала по направлению снизу вверх.

Наклейку рулонного материала на резервуар производят ярусами, начиная с нижнего. Длина полотнища не должна быть более 2,0 м.

Нахлест полотнища верхнего яруса на нижний должен составлять не менее 80 мм.

**8.143** Завершать обклеочные работы по периметру резервуара необходимо в верхней его части, наклеивая полотнища рулонного материала таким образом, чтобы одна его половина попадала на одну сторону резервуара, другая — на вторую и при этом обеспечивался требуемый нахлест на ниже приклеенный ярус материала.

**8.144** Чтобы исключить образование пустот и пазух в местах нахлеста одного слоя материала на другой, необходимо сразу же после прикатки произвести шпаклевку кромок покрытия выступившей из-под рулонного материала подплавленной мастикой.

**8.145** Наклейка полотнищ рулонного полимерно-битумного материала по направлению «вдоль резервуара» должна осуществляться встык. Для герметизации стыковочный шов нагревают горелкой и зашпаклевывают подплавленной мастикой.

**8.146** К выполнению работы по нанесению второго слоя покрытия приступают после того, как удостоверились в правильном нанесении первого слоя: кромки полотна в нахлесте зашпаклеваны, вертикальные стыковочные швы не разошлись, хорошо прошпаклеваны, материал приклеен к поверхности без пустот, гофр и вздутий.

**8.147** Второй слой наплавленного рулонного материала сдвигают по отношению к первому таким образом, чтобы полотнища верхнего слоя перекрывали швы нижележащего слоя.

Технологические приемы при наклейке второго слоя рулонного материала в основном такие же, как при наклейке первого. Однако при нанесении второго слоя необходимо одновременно с подплавлением рулонного материала осуществлять подогрев поверхности ранее наклеенного изоляционного слоя до начала его плавления и плотную его прикатку.

При несоблюдении этих требований прилипаемость между слоями покрытия будет недостаточной, в покрытии могут возникнуть расслоения в процессе эксплуатации.

**8.148** Контроль качества сформированного покрытия осуществляют после того, как его температура снизится до температуры окружающего воздуха, но не менее чем через 6 ч после его нанесения.

**8.149** При контроле качества покрытия осуществляют:

- внешний осмотр в процессе послойного формирования покрытия и на всей поверхности готового покрытия;
- замер толщины магнитным толщиномером УКТ-1. Толщина готового покрытия должна быть не менее 8,0 мм;
- проверку сплошности искровым дефектоскопом при напряжении на щупе 36 кВ;
- определение степени прилипаемости к поверхности резервуара адгезиметром типа СМ-1 или методом «выреза треугольника». Адгезия покрытия на сдвиг должна составлять не менее 5,0 кгс/см<sup>2</sup>;
- определение прилипаемости между слоями.



ПРИЛОЖЕНИЕ А  
(справочное)

**ТРУБЫ, ИЗГОТАВЛИВАЕМЫЕ ПО ГОСТ 8731, ГОСТ 8732 ИЗ СЛИТКА**

Завод-изготовитель	Наружный диаметр трубы, мм
АО «Северский трубный завод»	219, 273, 325
АО «Таганрогский металлургический завод»	108, 114, 127, 133, 159, 168, 219
Челябинский трубопрокатный завод, АООТ «ЧТПЗ»	273, 325, 377, 426

ПРИЛОЖЕНИЕ Б  
(справочное)

**СПИСОК РОССИЙСКИХ ЗАВОДОВ, ИЗГОТАВЛИВАЮЩИХ СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ**

1. Альметьевский трубный завод, ОАО «АТЗ», 423400, Татарстан, г. Альметьевск, Промзона -11.
2. Волгоградский трубный завод, АООТ «ВЕСТ-МД», 400075, г. Волгоград, ул. Краснополянская, 15.
3. АО «Волжский трубный завод», 404119, г. Волжский Волгоградской области.
4. ООО «Волгатрубопрофиль», 156901, Костромская область, г. Волгореченск, ул. Магистральная, 36, строение 1.
5. АО «Выксунский металлургический завод», 607030, г. Выкса-7 Нижегородской области.
6. ЗАО «ВИРА», 456530, Челябинская область, Сосновский район, поселок Есаулка, ул. Трактористов, 1.
7. ОАО «Давлекановский Ремтехсервис», 453400, Республика Башкортостан, г. Давлеканово, ул. Беляева, 18.
8. ЗАО «Друза», 460052, г. Оренбург, ул. Конституции, 27.
9. ОАО «Газпромтрубинвест» — Волгореченский трубный завод, 156901, Костромская область, г. Волгореченск, ул. Магистральная, 1.
10. Магнитогорский металлургический комбинат, 455002, Челябинская область, г. Магнитогорск, ул. Кирова, 93.
11. Миасский трубный завод, ООО «Южурал-стальпрокат», 456323, Челябинская область, г. Миасс, ул. Пролетарская, 1.
12. АО «Московский трубный завод «Филит», 121087, г. Москва, ул. Барклая, 6.
13. Новосибирский металлургический завод, 630032, г. Новосибирск, ул. Станционная, 28.
14. АО «Первоуральский Новотрубный завод», 623112, г. Первоуральск Свердловской области.
15. АОО «ПЕНЗАВОДОПРОМ», 440054, г. Пенза, ул. Аустина, 3.
16. АО «С.-Петербургский трубный завод «Трубосталь», 193171, г. С.-Петербург, Железнодорожный пр., 16.
17. АО «Северский трубный завод», 624090 г. Полевской, Свердловская обл., ул. Пролетарская, 7.
18. АО «Синарский трубный завод», 623401 г. Каменск -Уральский Свердловской области.
19. АО «Таганрогский металлургический завод», 347928, г. Таганрог Ростовской области, ул. Заводская, 1.
20. ОАО «Уральский трубный завод «Уралтрубпром», 623107, Свердловская область, г. Первоуральск, поселок Ново-Талица.
21. «Уфапромгаз», Республика Башкортостан г. Уфа.
22. Челябинский трубопрокатный завод, АОО «ЧТПЗ», 454129, г. Челябинск, ул. Машиностроителей, 27.

ПРИЛОЖЕНИЕ В  
(справочное)

**НОМЕНКЛАТУРА ТРУБ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ (ФИТИНГОВ), ПРИМЕНЯЮЩИХСЯ  
ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ВНУТРЕННИХ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ МЕДНЫХ ТРУБ**

Таблица В.1

№ п.п.	Наименование	Типоразмер медных труб (диаметр пайки и толщина стенки) $D_1 (D_3) \times S$ , мм. Типоразмер соединительных деталей (диаметр пайки) $D_1 (D_3)$ , мм	Предприятия-изготовители (поставщики) по приложению Б
1	Труба медная	12×1	1, 2, 4, 5, 7, 8
		15×1	
		18×1	
		22×1, 22×1,5	
		28×1, 28×1,5	
		35×1,5	
		42×1,5	
		54×2	
2	Муфта, отвод, тройник равнопроходный	12	3, 6, 8
		15	
		18	
		22	
		28	
		35	
		42	
		54	
3	Переход	15×18	3, 6, 8
		15×22	
		15×28	
		18×22	
		18×28	
		22×28	
		18×35	
		18×42	
		22×35	
		22×42	
		28×42	
		28×54	
		32×42	
		35×54	
42×54			
4	Тройник переходный	12×15×12	3, 6, 8
		15×12×15	
		15×15×12	
		15×18×15	

Окончание таблицы В.1

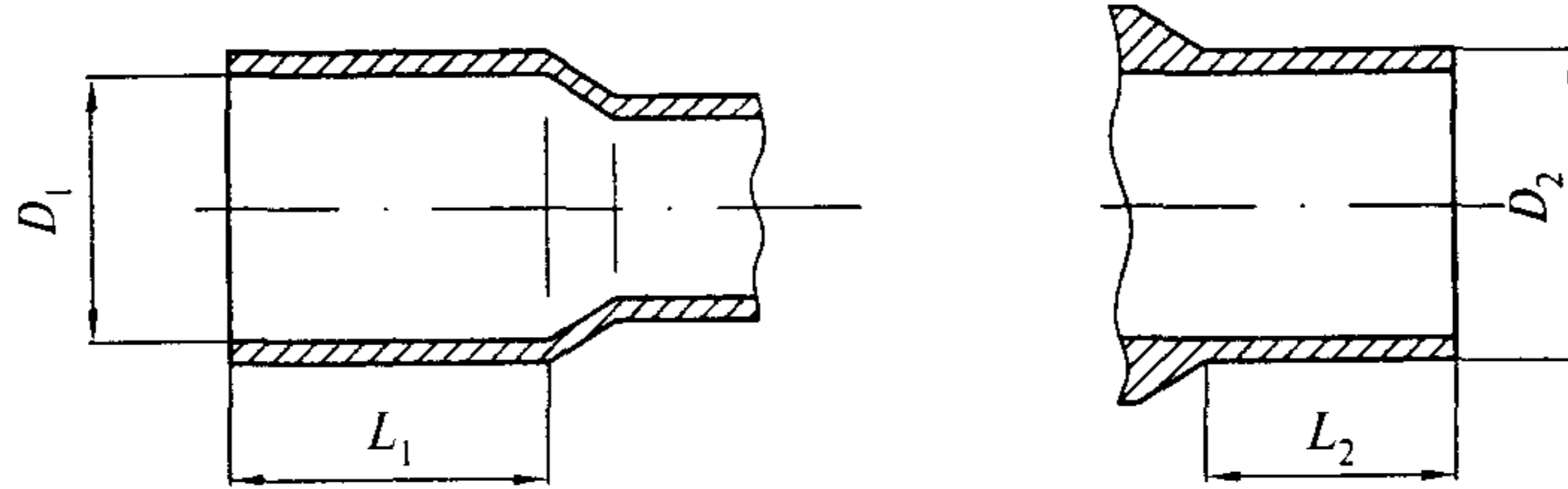
№ п.п.	Наименование	Типоразмер медных труб (диаметр пайки и толщина стенки) $D_1 (D_3) \times S$ , мм. Типоразмер соединительных деталей (диаметр пайки) $D_1 (D_3)$ , мм	Предприятия-изготовители (поставщики) по приложению Б
		15×22×15 18×12×18 18×18×15 18×22×18 22×12×22 22×15×22 22×18×22	
5	Латунные переходные детали (пайка-резьба)	15—1/2" 18—1/2" 22—3/4" 28—1' 35×1'1/4" 42×1'1/2" 54×2'	8

**СПИСОК РОССИЙСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ИЗГОТАВЛИВАЮЩИХ (ПОСТАВЛЯЮЩИХ)  
МЕДНЫЕ ТРУБЫ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ  
ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ВНУТРЕННИХ ГАЗОПРОВОДОВ**

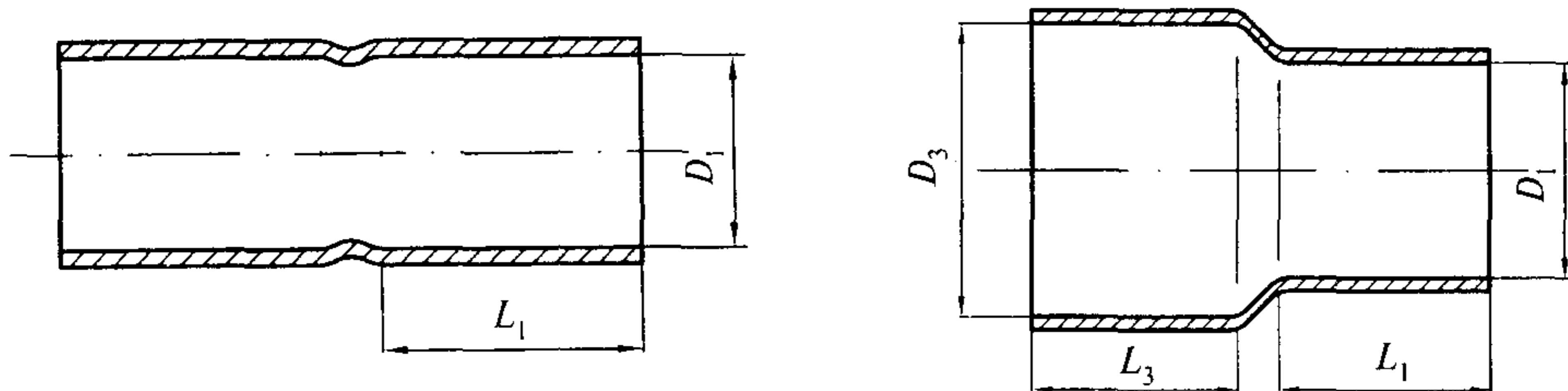
- |                                                                                                                               |                                                                                                                        |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>1. АО «Кировский завод цветных металлов»</b><br>610016, Россия, г. Вятка, Октябрьский проспект, 18.                        | <b>5. ЗАО «Ренессанс»</b><br>Трубный завод, 623270, Россия, Свердловская обл., г. Ревда, ул. Ковельская, 1.            |
| <b>2. Кольчугинский завод цветных металлов</b><br>601744, Россия, Владимирская область, г. Кольчугино, ул. К. Маркса, 25.     | <b>6. АО «Рыбинские моторы»</b><br>152903, Россия, Ярославская область, г. Рыбинск.                                    |
| <b>3. ТОО «Металл»</b><br>453350, Башкортостан, г. Кимертау, ул. Ленина, 4.                                                   | <b>7. АО «Сплав»</b><br>462630, Россия, Оренбургская область, г. Гай.<br>Директор — Колестинский Валерий Вячеславович. |
| <b>4. АО «Орский завод по обработке цветных металлов»</b><br>462402, Россия, Оренбургская область, г. Орск, ул. Заводская, 6. | <b>8. ООО МП «ТЕРМОСЕРВИС»</b><br>101000, Москва, Архангельский пер., 10, стр. 2.                                      |

ПРИЛОЖЕНИЕ Д  
(справочное)

**ВИДЫ МЕДНЫХ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ**  
(по ТУ 5130-001-05480358)

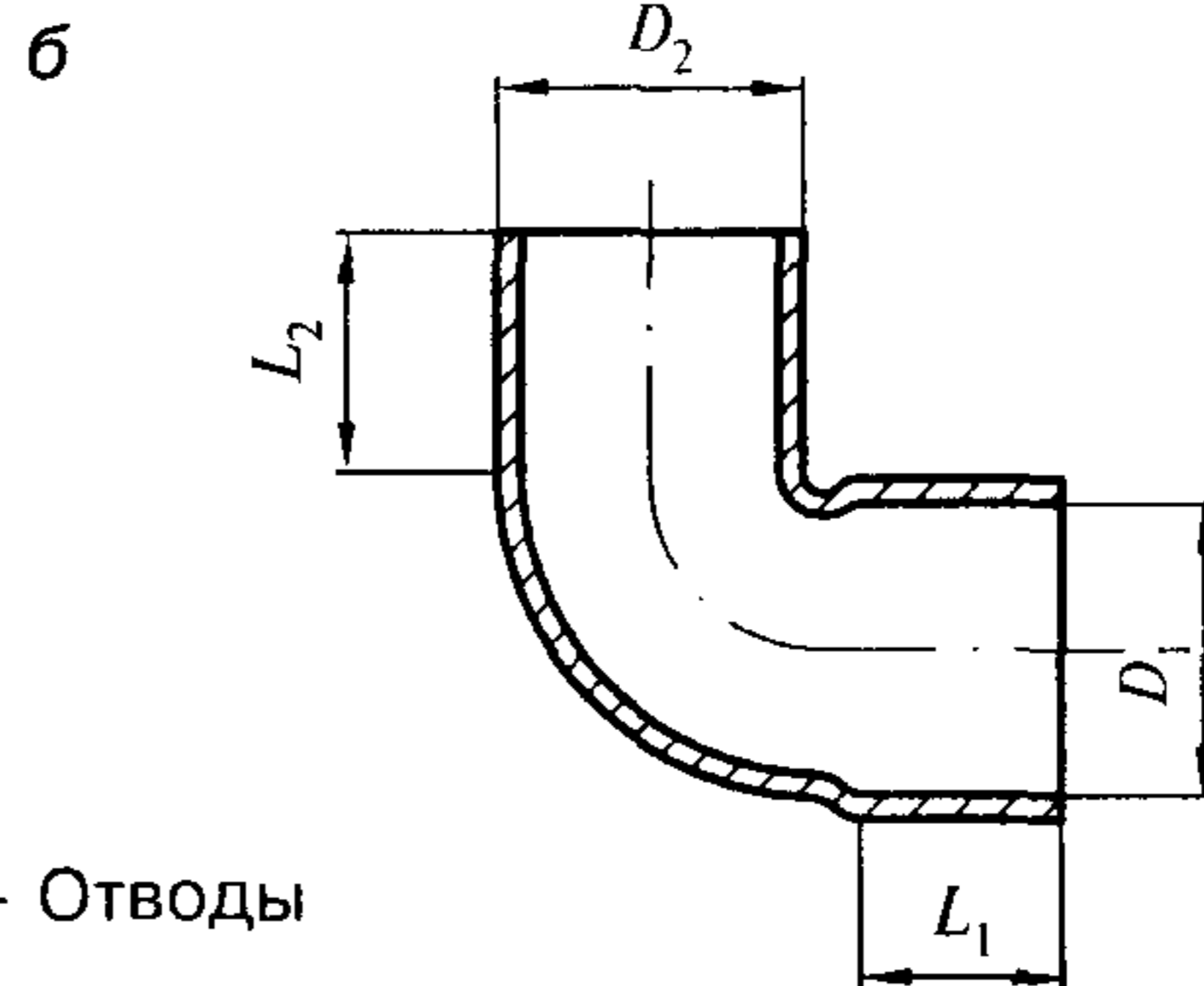
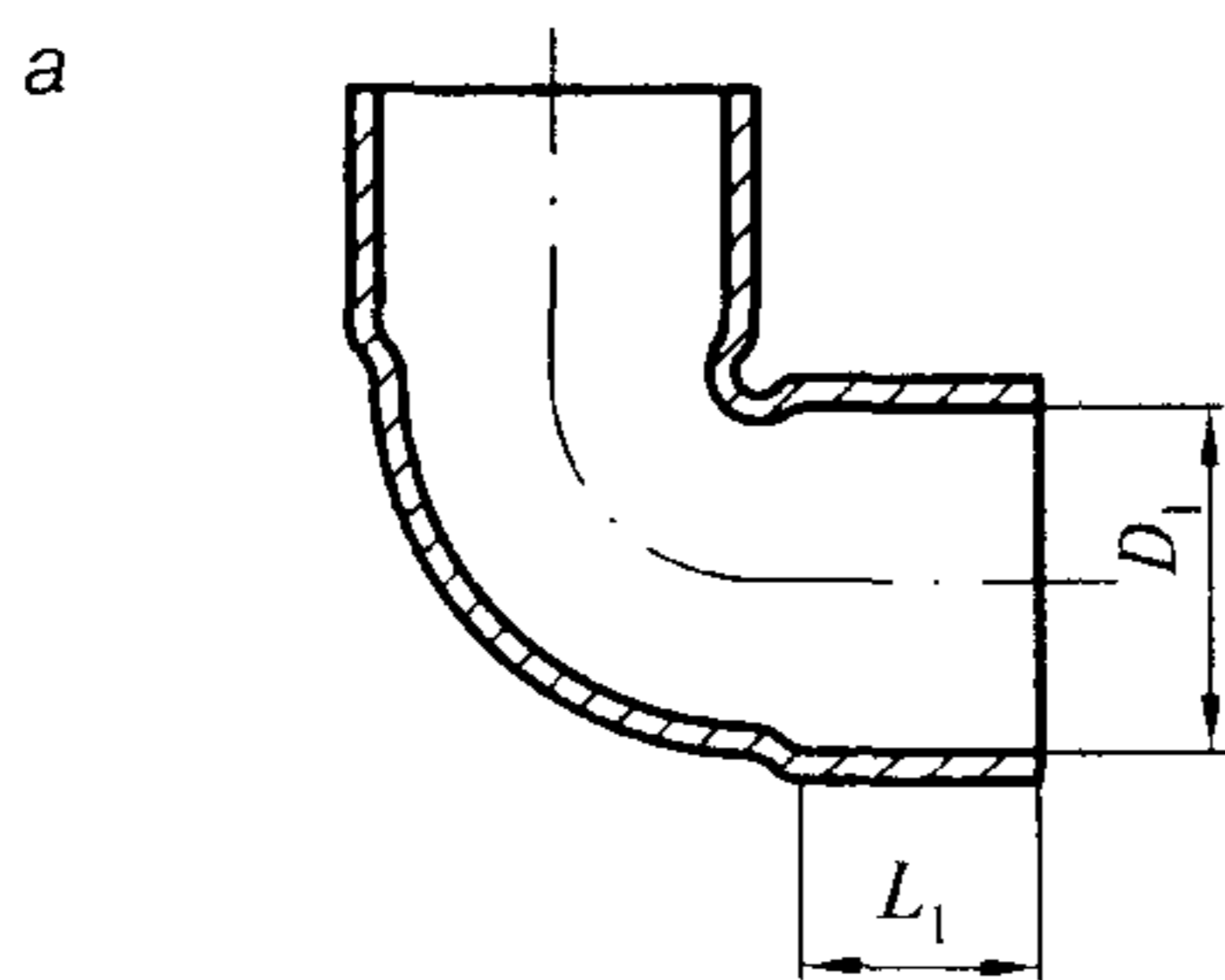


**Рисунок Д.1** — Раструбный и гладкий концы соединительных деталей



**Рисунок Д.2** — Муфта

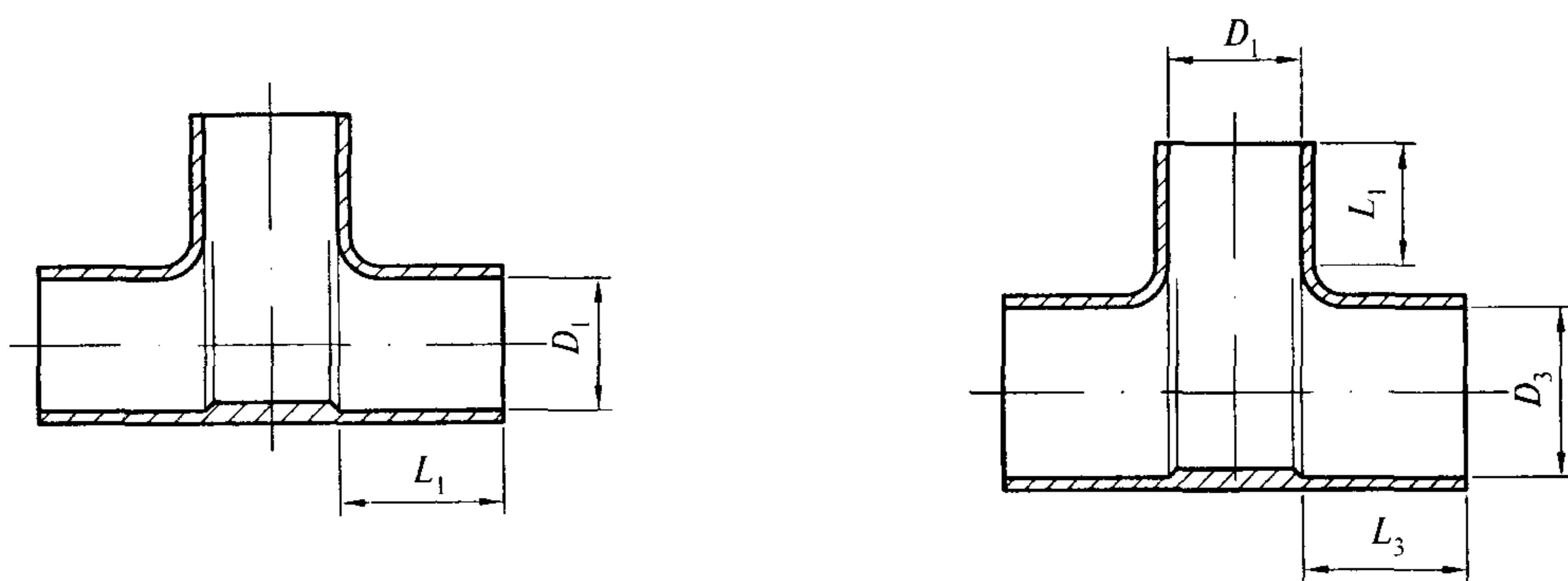
**Рисунок Д.3** — Переход



**Рисунок Д.4** — Отводы

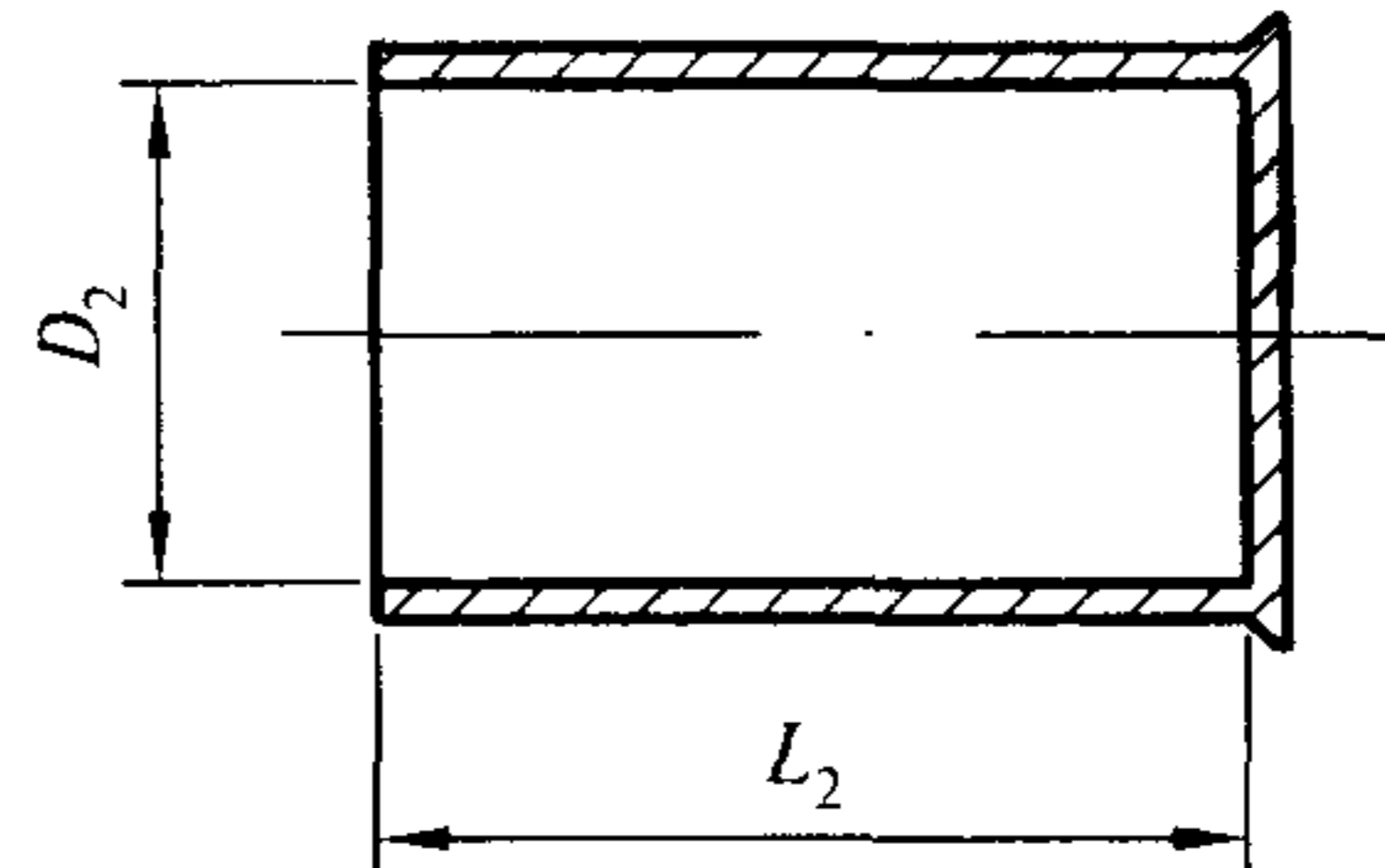
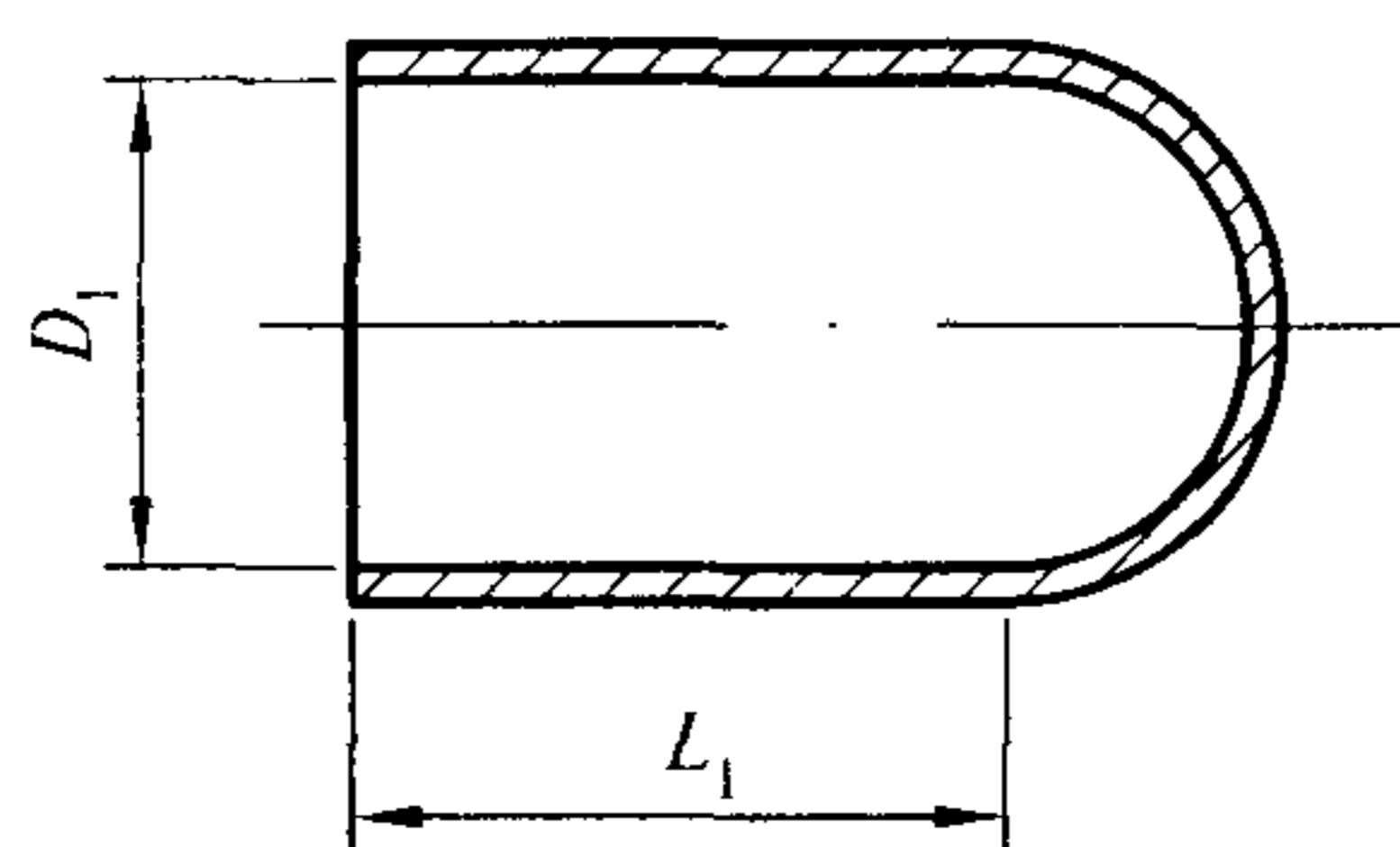
а — с раструбными концами

б — с раструбным и гладким концами



**Рисунок Д.5** — Тройник равнопроходный

**Рисунок Д.6** — Тройник переходный



**Рисунок Д.7** — Заглушки

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(справочное)

## БУКВЕННЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ВЕЛИЧИН И ЕДИНИЦЫ ИХ ИЗМЕРЕНИЯ

$E$	— модуль упругости материала труб, МПа;	$t$	— расчетная толщина стенки труб и соединительных деталей, м;
$I$	— момент инерции сечения газопровода, м <sup>4</sup> ;	$t_{\text{ном}}$	— номинальная толщина стенки труб и соединительных деталей, м;
$H_0$	— высота грунта закрепляемого НСМ, м;	$z$	— количество анкеров в одном анкерном устройстве;
$Q_a$	— вес одного пригруза, Н;	$\alpha$	— коэффициент линейного теплового расширения материала труб, °С <sup>-1</sup> ;
$R_{un}, R_{yn}$	— нормативные сопротивления материала труб и соединительных деталей соответственно по временному сопротивлению и пределу текучести, МПа;	$\beta$	— угол поворота оси газопровода, рад.;
$R$	— расчетное сопротивление, МПа;	$\gamma_a$	— коэффициент надежности устойчивого положения газопровода;
$k_a$	— несущая способность анкера, Н;	$\gamma_b$	— коэффициент надежности по материалу пригруза;
$c_{za}$	— удельное сцепление грунта засыпки, Н/м <sup>2</sup> ;	$\gamma_{ma}$	— коэффициент надежности анкера;
$d_a$	— максимальный линейный размер габарита проекции одного анкера на горизонтальную плоскость, м;	$\Delta t$	— температурный перепад, °С;
$d_c$	— наружный диаметр газопровода, м;	$\eta$	— коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей;
$e$	— коэффициент пористости грунта засыпки;	$\mu$	— коэффициент Пуассона материала труб;
$g$	— ускорение свободного падения, м/с <sup>2</sup> ;	$v_s$	— вес снега на единицу длины газопровода, Н/м;
$h_m$	— расстояние от верха трубы до поверхности земли, м;	$v_i$	— вес обледенения на единицу длины газопровода, Н/м;
$h_w$	— высота столба грунтовых вод над верхней образующей газопровода, м;	$\rho$	— радиус упругого изгиба газопровода, м;
$p$	— рабочее давление, МПа;	$\rho_m$	— плотность грунта, кг/м <sup>3</sup> ;
$p_w$	— гидростатическое давление воды, МПа;	$\rho_q$	— плотность материала труб, кг/м <sup>3</sup> ;
$q_g$	— вес транспортируемого газа в единицу длины газопровода, Н/м;	$\rho_w$	— плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м <sup>3</sup> ;
$q_q$	— собственный вес единицы длины газопровода, Н/м;	$\rho_b$	— плотность материала пригруза, кг/м <sup>3</sup> ;
$q_m$	— давление грунта на единицу длины газопровода, Н/м;	$\rho_{za}$	— плотность частиц грунта, кг/м <sup>3</sup> ;
$q_w$	— выталкивающая сила воды на единицу длины газопровода, Н/м;	$w_n$	— ветровая нагрузка на единицу длины газопровода, Н/м;
$q_{изг}$	— нагрузка от упругого отпора газопровода, Н/м;	$\sigma_{прS}$	— продольное фибровое напряжение, МПа;
		$\sigma_{прNS}$	— продольное осевое напряжение, МПа;
		$\varphi$	— угол внутреннего трения грунта, град.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж  
(рекомендуемое)

**ПРОТОКОЛ механических испытаний паяных образцов  
на статическое растяжение**

№ \_\_\_\_\_ от « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ г.

Тип и номер образца \_\_\_\_\_

Тип испытательной машины \_\_\_\_\_

Материал (марка или химический состав):

Труба \_\_\_\_\_

Соединительная деталь \_\_\_\_\_

Марка (хим. состав припоя) \_\_\_\_\_

Способ пайки \_\_\_\_\_

Паяльник (№ клейма) \_\_\_\_\_

Объект (адрес) \_\_\_\_\_

Дата производства работ \_\_\_\_\_

Нач. лаборатории

Испытатель

ПРИЛОЖЕНИЕ И  
(рекомендуемое)

**РЕЗУЛЬТАТЫ КОНТРОЛЯ ПАЯНОГО СОЕДИНЕНИЯ**

№ п.п.	Параметры образца			Разруша- ющая нагрузка $P$ , кгс	Предел проч- ности при разрушении образца $\sigma_b$ , кгс/мм <sup>2</sup>	Характер разруше- ния	Площадь «непрооя»	Оценка пайки (годен, не годен)
	Наруж. диам. трубы $D_1$ , мм	Внутр. диам. трубы $D_2$ , мм	Площ. сечения образца $S$ , мм <sup>2</sup>					

$$S = \frac{\pi(D_1^2 - D_2^2)}{4} \text{ (мм}^2\text{);} \quad \sigma_b = \frac{P}{S} \text{ (кгс/мм}^2\text{)}.$$

Нач. лаборатории

Испытатель



ПРИЛОЖЕНИЕ К  
(справочное)

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЛИНИИ ЛСТ-81Н125**

Диаметр собираемых труб, мм .....	325—820
Длина собираемых труб, м .....	1,8
Длина секции, м .....	-36
Производительность на трубе 530×8 мм, стык/ч .....	9,2
Одновременно потребляемая мощность, кВт .....	72
Число постов сборки, шт. ....	2
Сварочный ток поста, А .....	60—315
Источник сварочного тока .....	выпрямитель ВДМ 100 IV3
Габариты, мм .....	71000×12000×3500
Масса, кг .....	38500
Численность обслуживающего персонала, чел. ....	9

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АВТОСВАРОЧНОЙ УСТАНОВКИ ПАУ**

Тип сварочной установки .....	ПАУ-502
Диаметр свариваемых труб, мм .....	325—820
Длина свариваемых секций, м .....	<36
Производительность на трубе 820×8 мм, стык/ч .....	7
Сварочный ток, А .....	500
Одновременно потребляемая мощность, кВт .....	100
Габариты, м .....	55×11×10
Масса, кг .....	11800
Питание .....	от агрегата АДД-502У1

ПРИЛОЖЕНИЕ Л  
(рекомендуемое)

**ФОРМЫ ПРИЕМОСДАТОЧНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ**

**А К Т**

**на приемку строительного-монтажных работ**

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 200 г.

\_\_\_\_\_

(регион)

по адресу \_\_\_\_\_ работы выполнены по проекту

(наименование организации и № проекта)

Мы, нижеподписавшиеся:

от заказчика \_\_\_\_\_

(должность, фамилия)

от строительной организации \_\_\_\_\_

(должность, фамилия)

от технического надзора \_\_\_\_\_

(должность, фамилия)

от территориального округа  
Госгортехнадзора России \_\_\_\_\_

(должность, фамилия)

от проектной организации \_\_\_\_\_

(должность, фамилия)

составили настоящий акт в том, что \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ выполнены в соответствии с проектом.

Комиссии были предъявлены следующие узлы строительного-монтажных работ:

**1 Кабельные прокладки**

а) кабель от преобразователя до АЗ марки \_\_\_\_\_ уложен в траншее на глубине \_\_\_\_\_ м,  
длиной \_\_\_\_\_ м и защищен \_\_\_\_\_

(покрыт кирпичом, в трубах и т.д.)

По стене здания: \_\_\_\_\_

(способ прокладки, марка кабеля и длина)

В подвале здания: \_\_\_\_\_

(способ прокладки, марка кабеля и длина)

б) кабель от преобразователя до КУ марки \_\_\_\_\_ уложен в траншее на глубине \_\_\_\_\_ м,  
длиной \_\_\_\_\_ м и защищен \_\_\_\_\_

(покрыт кирпичом, в трубах и т.д.)

По стене здания: \_\_\_\_\_

(способ прокладки, марка кабеля и длина)

В подвале здания: \_\_\_\_\_

(способ прокладки, марка кабеля и длина)

**2 Анодное заземление**

Выполнено по чертежу \_\_\_\_\_

а) электроды заземления выполнены из \_\_\_\_\_

(материал, профиль, сечение)

Длиной \_\_\_\_\_ м, в количестве \_\_\_\_\_ шт. \_\_\_\_\_

(с обсыпкой или без обсыпки)

б) внутренний электрод выполнен из \_\_\_\_\_

(материал, профиль, сечение)

в) общее сопротивление растеканию \_\_\_\_\_

(наличие активатора или обсыпки)

**3 Контактные устройства**

а) КУ на \_\_\_\_\_ выполнено из \_\_\_\_\_  
 (вид сооружения)

\_\_\_\_\_ (материал, сечение, профиль)

По чертежу № \_\_\_\_\_. Контакт с защищаемым сооружением осуществлен путем \_\_\_\_\_

Противокоррозионное покрытие на защищаемом сооружении \_\_\_\_\_

б) КУ на \_\_\_\_\_ выполнено из \_\_\_\_\_  
 (вид сооружения)

\_\_\_\_\_ (материал, сечение, профиль)

По чертежу № \_\_\_\_\_. Контакт с защищаемым сооружением осуществлен путем \_\_\_\_\_

Противокоррозионное покрытие на защищаемом сооружении \_\_\_\_\_

**4 Электромонтажные работы**

1. Установка \_\_\_\_\_ питается от сети переменного тока напряжением \_\_\_\_\_ В,  
 размещена \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (место, метод крепления)

2. Электропроводка переменного тока выполнена \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (марка, сечение, длина кабеля, провод)

Монтаж проводки осуществлен \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ (по фасаду, в подвале, в земле и т.д.)

Место подключения \_\_\_\_\_

Устройство учета эл. энергии \_\_\_\_\_

3. Отключающее устройство выполнено \_\_\_\_\_

4. Защитное заземление выполнено по чертежу № \_\_\_\_\_

5. Сопротивление растекания защ. заземления \_\_\_\_\_

**5 Прочие устройства**

подписи

От заказчика \_\_\_\_\_

От строительной организации \_\_\_\_\_

От технического надзора \_\_\_\_\_

От Госгортехнадзора России \_\_\_\_\_

От проектной организации \_\_\_\_\_

**А К Т**  
**приемки в эксплуатацию контактных устройств,**  
**потенциалоуравнивающих перемычек**  
**и контрольно-измерительных пунктов (ненужное зачеркнуть)**

Комиссия в составе:  
от строительной организации \_\_\_\_\_  
от технического надзора \_\_\_\_\_  
от эксплуатационной организации \_\_\_\_\_  
произвела осмотр и проверку выполненных работ \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ по адресу \_\_\_\_\_  
на газопроводе \_\_\_\_\_

Работы выполнены по проекту \_\_\_\_\_  
В соответствии с типовым чертежом \_\_\_\_\_  
Глубина залегания газопровода \_\_\_\_\_  
КУ, ПТ, КИП оборудован \_\_\_\_\_  
*(электродом сравнения)*

Привязки указаны на исполнительном чертеже \_\_\_\_\_

подписи  
От строительной организации \_\_\_\_\_  
*(должность, Ф.И.О., дата)*

От технического надзора \_\_\_\_\_  
*(должность, Ф.И.О., дата)*

Заключение об исправности сдаваемого сооружения: эксплуатационная организация, проводящая проверку \_\_\_\_\_

Проверка производилась методом \_\_\_\_\_  
С помощью прибора \_\_\_\_\_  
Результат проверки \_\_\_\_\_

Должность, Ф.И.О. \_\_\_\_\_ Подпись \_\_\_\_\_

Печать \_\_\_\_\_ Дата « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ г.

**А К Т**  
**пневматических и электрических испытаний**  
**изолирующих фланцев с условным проходом**  
 **$D_y$  \_\_\_\_\_**

**Испытание изолирующего фланцевого соединения на прочность**

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 200 \_\_\_\_ г. проведено пневматическое испытание изолирующего фланцевого соединения (№ \_\_\_\_\_) на прочность давлением \_\_\_\_\_ МПа с выдержкой 10 мин с последующим осмотром.

При осмотре дефектов и утечек не обнаружено.  
Изолирующее фланцевое соединение испытание на прочность выдержало.

Производитель работ \_\_\_\_\_  
*(должность, Ф.И.О., подпись)*

Представитель ОТК \_\_\_\_\_  
*(должность, Ф.И.О., подпись)*

**Испытание изолирующего фланцевого соединения  
на плотность**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 200\_\_ г. проведено пневматическое испытание изолирующего фланцевого соединения (№ \_\_\_\_ ) на плотность давлением \_\_\_\_\_ МПа с выдержкой 5 мин с последующим осмотром и измерением падения давления по манометру.

Утечек и видимого падения давления по манометру не обнаружено.

Изолирующее фланцевое соединение испытание на плотность выдержало.

Производитель работ \_\_\_\_\_  
(должность, Ф.И.О., подпись)

Представитель ОТК \_\_\_\_\_  
(должность, Ф.И.О., подпись)

**Электрические испытания  
изолирующего фланцевого соединения  
/действительны в течение 3 месяцев/**

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2000\_\_ г. проведены электрические испытания изолирующего фланцевого соединения (№ \_\_\_\_\_).

При испытании в сухом помещении мегомметром типа М-1101 при напряжении 1 кВ короткое замыкание не зафиксировано.

Измеренное сопротивление изолирующего фланцевого соединения \_\_\_\_\_

Изолирующее фланцевое соединение электрические испытания выдержало.

После установки фланца на газопровод вызвать представителя эксплуатационной организации для приемки.

Производитель работ \_\_\_\_\_  
(должность, Ф.И.О., подпись)

Представитель ОТК \_\_\_\_\_  
(должность, Ф.И.О., подпись)

**А К Т  
на приемку строительного-монтажных работ  
протекторной защиты**

\_\_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.  
(регион)

Работы по электрохимической защите \_\_\_\_\_  
(наименование сооружения)

по адресу \_\_\_\_\_ выполнять по проекту № \_\_\_\_\_

(наименование организации и № проекта)

Мы, нижеподписавшиеся:

от заказчика \_\_\_\_\_  
(должность, фамилия)

от строительной организации \_\_\_\_\_  
(должность, фамилия)

от технического надзора \_\_\_\_\_  
(должность, фамилия)

составили настоящий акт в том, что \_\_\_\_\_  
выполнены в соответствии с проектом.

Комиссии были предъявлены следующие узлы строительного-монтажных работ:

**1. Протекторы**

а) типа \_\_\_\_\_ длиной \_\_\_\_\_ мм, массой \_\_\_\_\_ кг в количестве \_\_\_\_\_ шт. Установлены группами по \_\_\_\_\_ шт. в каждой.  
Общее количество групп \_\_\_\_\_;

б) расстояние между протекторами в группах \_\_\_\_\_ м.  
Расстояние между протекторами и защищаемым сооружением:  
в 1-й группе \_\_\_\_\_ м, во 2-й группе \_\_\_\_\_ м, в 3-й группе \_\_\_\_\_ м.

в) глубина заложения протекторов в скважинах (шурфах) \_\_\_\_\_ м с поверхности до верха протектора.

**2 Кабельные прокладки**

Соединительная магистраль в группах выполнена кабелем \_\_\_\_\_ сечением \_\_\_\_\_ в траншеях глубиной \_\_\_\_\_ м, длиной \_\_\_\_\_ м и защищена \_\_\_\_\_  
*(покрыта кирпичом, в трубах и т.д.)*

Проводники от протекторов к общей магистрали выполнены проводом марки \_\_\_\_\_, способ соединения проводников с магистралью \_\_\_\_\_  
*(зажимы, скрутки, термитная сварка)*

Места присоединения изолированы от земли \_\_\_\_\_  
*(способ изоляции)*

**3 Контактные устройства**

Контакт с \_\_\_\_\_ выполнен по типовому чертежу (нормали) \_\_\_\_\_  
*(вид сооружения)* *(обозначение документа)*  
путем \_\_\_\_\_  
*(сварки, болтового присоединения)*

**4 Прочие узлы**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

**5 Замечания по строительно-монтажным работам**

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

подписи

**А К Т  
приемки и сдачи электромонтажных работ**

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 200 \_\_\_\_ г.

\_\_\_\_\_  
*(регион)*

Заказчик \_\_\_\_\_

Объект \_\_\_\_\_

Комиссия в составе:

от заказчика \_\_\_\_\_

от электромонтажной организации \_\_\_\_\_

от эксплуатационной организации \_\_\_\_\_

Произвела проверку и осмотр выполненных \_\_\_\_\_ работ по \_\_\_\_\_

1. К сдаче предъявлено \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

2. Электромонтажные работы выполнены по проекту, разработанному и согласованному с территориальным управлением Госэнергонадзора и Энергосбыта \_\_\_\_\_

3. Отступления от проекта \_\_\_\_\_

4. Электромонтажные работы выполнены (оценка) \_\_\_\_\_

5. Оставшиеся недоделки \_\_\_\_\_

не препятствуют нормальной эксплуатации и подлежат устранению электромонтажной организацией до \_\_\_\_\_

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Электрооборудование, перечисленное в п. 1 настоящего акта, считать принятым в нормальную эксплуатацию после пусконаладочных работ.

#### К акту прилагается:

1. Протокол измерения сопротивления изоляции кабелей.
2. Протокол измерения полного сопротивления петли «Фаза-0».
3. Протокол проверки наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами электрооборудования.
4. Протокол измерения сопротивления растекания тока заземляющих устройств.

сдал \_\_\_\_\_ ПРИНЯЛ \_\_\_\_\_

#### А К Т

#### на приемку в эксплуатацию электрозащитных установок в районе \_\_\_\_\_

г. \_\_\_\_\_ «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 200\_\_ г.

Комиссия в составе представителей:

заказчика \_\_\_\_\_

строительной организации \_\_\_\_\_

эксплуатационной организации \_\_\_\_\_

проектной организации \_\_\_\_\_

Госгортехнадзора России \_\_\_\_\_

Ознакомившись с технической документацией, установила следующее:

1. Электрозащитные установки построены по проекту \_\_\_\_\_

2. Техдокументация согласована со всеми заинтересованными организациями без замечаний.

3. Характеристика установок электрозащиты

№ п.п.	Адрес установки защиты	Тип установки защиты	Тип преобразователя	Тип блока совместной защиты	Анодное заземление	
					м	шт.

4. Параметры установок электрозащиты

№ п.п.	Ток, А	Напряже- ние, В	Сопр. раст., Ом	Токи в электроперемычках и протяженность защищаемых сооружений			
				Газопровод	Водопровод	Каб. связи	Тепл.

5. Замечания по проекту, монтажу, наладке \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

6. Комиссия постановила принять в эксплуатацию электрозащитные установки с \_\_\_\_\_ г.

Члены комиссии:

**Справка**

О приемке изолирующего соединения \_\_\_\_\_ шт.  
 по \_\_\_\_\_  
 (адрес)

Произведена проверка исправности электроизолирующего соединения по вызову  
 от \_\_\_\_\_  
 (наименование организации)

Предприятие-изготовитель \_\_\_\_\_  
 Установка изолирующего соединения выполнена по проекту № \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 (наименование проектной организации)

Проверка производилась методом \_\_\_\_\_  
 с помощью прибора \_\_\_\_\_

При приемке представлены следующие документы:

- а) акты пневматических и электрических испытаний;
- б) эскиз газопровода.

Результаты проверки \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

Заключение \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

Представитель эксплуатационной организации

Должность \_\_\_\_\_ Фамилия, И.О.  
 (подпись)

Дата



ПРИЛОЖЕНИЕ М  
(рекомендуемое)

**НАЛАДКА УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ**

1. Наладка установок электрохимической защиты выполняется специализированными организациями, имеющими лицензию на выполнение этих работ.

2. Строительная организация передает наладочной организации следующую документацию:

- проектную документацию с согласованными в ходе строительства изменениями в полном объеме — 1 экз;
- копии исполнительных чертежей на каждую установку — 1 экз;
- акты приемки строительно-монтажных работ на каждую установку — 1 экз;
- акты допуска Энергонадзором электроустановок в эксплуатацию на каждую установку передает заказчик — 1 экз.

3. В процессе наладочных работ преобразователи установок электрохимической защиты должны пройти тщательный технический осмотр, проверку правильности всех внешних подключений и проверку плотности всех контактов. Выявленные в ходе осмотра и проверки недостатки устраняются работниками наладочных организаций, а выявленные неверные внешние подключения исправляются работниками строительно-монтажных организаций.

4. После проверки преобразователей производятся осмотр и проверка всех элементов электрохимической защиты. Все выявленные в ходе этой проверки дефекты устраняются строительно-монтажной организацией.

5. Установки электрохимической защиты включаются в работу с токовыми нагрузками, соответствующими проектным параметрам, не менее чем за 72 ч до начала пусконаладочных работ при обязательной проверке правильности внешних подключений.

6. О начале пусконаладочных работ извещаются владельцы защищаемых сооружений, эксплуатационные организации, которым будут передаваться защитные установки, и владельцы смежных подземных коммуникаций.

7. На первом этапе наладочных работ производятся измерения потенциалов на защищаемых сооружениях при проектных режимах работы электрозащитных установок.

8. Измерения производятся во всех пунктах измерений, предусмотренных проектом. Это пункты с наиболее высокими положительными и знакопеременными потенциалами, зафиксированными в ходе коррозионных изысканий; пункты в местах более высокой коррозионной активности грунтов; пункты на газопроводах, наиболее приближенных к источникам блуждающих токов, вы-

соковольтным кабелям и линиям электропередачи, пункты наиболее удаленные и наиболее приближенные к анодным заземлителям.

9. Измерения должны производиться с использованием регистрирующих и переносных высокоомных приборов по технологиям, предусмотренным ГОСТ 9.602.

10. Измерения при наладке дренажных защитных установок должны производиться регистрирующими приборами, по возможности, синхронными, с длительностью записи не менее 1 ч.

11. Полученные результаты измерений первого этапа анализируются с учетом измерений на смежных коммуникациях и принимаются решения по корректировке режимов работы установок защиты.

12. В случае необходимости изменения режимов работы измерения повторяются во всех пунктах, находящихся в зонах действия защитных установок с измененными режимами работы.

13. Корректировка режимов работы может производиться неоднократно до достижения желаемых результатов.

14. В конечном итоге на защитных установках должны быть установлены минимально возможные защитные токи, при которых на защищаемых сооружениях во всех пунктах измерений достигаются защитные потенциалы не ниже минимально допустимых в наименее защищенных пунктах и не более максимально допустимых в пунктах максимальной защиты.

15. Окончательно установленные режимы работы защитных установок должны быть согласованы со всеми организациями, имеющими подземные сооружения в зонах действия налаживаемых установок, о чем они дают подтверждения в своих заключениях (справках).

16. В случаях когда в ходе наладочных работ не удается достигнуть на защищаемых сооружениях требуемых защитных потенциалов во всех пунктах измерений, наладочная организация совместно с проектной и эксплуатационной организациями разрабатывает перечень необходимых дополнительных мероприятий и направляет их заказчику для принятия соответствующих мер.

17. До реализации дополнительных мероприятий зона эффективной защиты подземных сооружений уменьшается.

18. Завершаются наладочные работы оформлением технического отчета по наладке защитных установок, который должен включать в себя: полные сведения о защищаемых и смежных подземных сооружениях, действующих источниках

блуждающих токов, факторах и показателях коррозионной опасности, построенных и ранее действующих (если такие имеются) установках электрохимической защиты, установленных на сооружениях электроперемычках, действующих контрольных пунктах, специально оборудованных опорных пунктах измерений, изолирующих фланцевых соединениях; полную информацию о выполненных работах и ее результатах; таблицу с окончательно установленными параметрами работы защитных установок; таблицу потенциалов защищаемых сооружений в режимах «без защиты» и с «защитой» в установленных окончательно режимах работы защитных установок; справ-

ки (заклучения) владельцев смежных организаций; заключение по наладке защитных установок; рекомендации по дополнительным мероприятиям по защите подземных сооружений от коррозии.

19. Технический отчет по наладке должен быть согласован головной организацией по эксплуатации газового хозяйства в регионе или, действующей по ее поручению, специализированной организацией по защите газовых сетей от коррозии и организацией, координирующей по поручению местных властей работу по защите подземных сооружений в регионе (если такая имеется).

## ПРИЛОЖЕНИЕ Н

(справочное)

**РАССТОЯНИЕ В СВЕТУ ОТ НАДЗЕМНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ  
ДО ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ**

Т а б л и ц а Н.1

(Извлечение из СНиП 2.07.01, СНиП II-89, ПУЭ)

Здания и сооружения	Расстояние в свету, м, до зданий, сооружений и надземных газопроводов давлением			
	До 0,005 МПа	Св. 0,005 до 0,3 МПа	Св. 0,3 до 0,6 МПа	Св. 0,6 до 1,2 МПа
1. Здания котельных, производственных предприятий категорий А и Б	5	5	5	10
2. То же, категорий В1—В4, Г и Д	—	—	—	5
3. Жилые, общественные, административные, бытовые здания I—III степеней огнестойкости и конструктивной пожарной опасности классов С0, С1	—	—	5	10
4. То же, IV степени огнестойкости и конструктивной пожарной опасности классов С2, С3	—	5	5	10
5. Открытые наземные (надземные) склады: легковоспламеняющихся жидкостей вместимостью, м <sup>3</sup> : Св 1000 до 2000 » 600 » 1000 » 300 » 600 Менее 300 горючих жидкостей вместимостью, м <sup>3</sup> : Св. 5000 до 10000 » 3000 » 5000 » 1500 » 3000 Менее 1500 Закрытые наземные (надземные) склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей	30 24 18 12 30 24 18 12 10	30 24 18 12 30 24 18 12 10	30 24 18 12 30 24 18 12 10	30 24 18 12 30 24 18 12 10
6. Железнодорожные и трамвайные пути (до ближайшего рельса)	3	3	3	3
7. Подземные инженерные сети — водопровод, канализация, тепловые сети, телефонные, канализация, электрические кабельные блоки (от края фундамента опоры газопровода)	1	1	1	1
8. Автодороги (от бордюрного камня, внешней бровки кювета или подошвы насыпи дороги)	1,5	1,5	1,5	1,5
9. Ограда открытого распределительного устройства и открытой подстанции	10	10	10	10
10. Воздушные линии электропередачи	В соответствии с ПУЭ			
<p><b>П р и м е ч а н и я</b></p> <p>1 Знак «—» означает, что расстояние не нормируется.</p> <p>2 При канальной прокладке инженерных сетей расстояния, указанные в позиции 7, принимаются от наружной стенки канала.</p> <p>3 При наличии выступающих частей опоры в пределах габарита приближения расстояния, указанные в позициях 6—8, принимаются от этих выступающих частей.</p> <p>4 Запрещается установка опор в выемке или насыпи автомобильных дорог, железнодорожных и трамвайных путей. Расстояние в этих случаях от крайней опоры до подошвы откоса насыпи или бровки выемки следует принимать из условия обеспечения устойчивости земляного полотна.</p> <p>5 На кривых участках железнодорожных и трамвайных путей расстояния до выступающих частей опор надземных газопроводов следует увеличивать на величину выноса угла вагона.</p> <p>6 При согласовании с заинтересованными организациями допускается размещение опор надземных газопроводов над пересекаемыми подземными инженерными сетями при условии исключения передачи нагрузок на них и обеспечения возможности их ремонта.</p> <p>7 Расстояния до газопровода или его опоры в стесненных условиях на отдельных участках трассы допускается уменьшать при условии выполнения специальных мероприятий.</p> <p>8 При подземном хранении легковоспламеняющихся или горючих жидкостей расстояния, указанные в позиции 5, разрешается сокращать до 50 %.</p> <p>9 Для входящих и выходящих газопроводов ГРП, пунктов учета расхода газа расстояния, указанные в позиции 1, не нормируются.</p>				

УДК 622.691.4-036.742(083.131)

Ключевые слова: особенности проектирования газопроводов из металлических труб, стальные и медные газопроводы, строительство газопроводов в особых природных и климатических условиях, контроль качества труб и соединительных деталей, защита от коррозии.

---

*Издание официальное*

*ЗАО «Полимергаз»*

**СВОД ПРАВИЛ  
ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ И СТРОИТЕЛЬСТВУ**  
**Проектирование и строительство газопроводов  
из металлических труб**  
**СП 42-102-2004**

*Зав. изд. отд. Л.Ф. Калинина  
Редактор И.А. Рязанцева  
Технический редактор Л.Я. Голова  
Корректор И.Н. Грачева  
Компьютерная верстка Е.А. Прокофьева*

---

Подписано в печать 12.08.2004. Формат 60×84<sup>1</sup>/<sub>8</sub>. Печать офсетная.  
Усл. печ. л. 13,02. Тираж 3000 экз. Заказ № 1959.

---

Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Центр проектной продукции в строительстве» (ФГУП ЦПП)  
*127238, Москва, Дмитровское ш., 46, корп. 2.*

Тел/факс: (095) 482-42-65 — приемная.  
Тел.: (095) 482-42-94 — отдел заказов;  
(095) 482-41-12 — проектный отдел;  
(095) 482-42-97 — проектный кабинет.

**Шифр подписки 50.4.42**

**ВНИМАНИЕ!**

**Письмом Госстроя России от 15 апреля 2003 г.  
№ НК-2268/23 сообщается следующее.**

Официальными изданиями Госстроя России, распространяемыми через розничную сеть на бумажном носителе и имеющими на обложке издания соответствующий голографический знак, являются:

справочно-информационные издания: «Информационный бюллетень о нормативной, методической и типовой проектной документации» и Перечень «Нормативные и методические документы по строительству», издаваемые государственным унитарным предприятием «Центр проектной продукции в строительстве» (ГУП ЦПП), а также научно-технический, производственный иллюстрированный журнал «Бюллетень строительной техники» издательства «БСТ», в которых публикуется информация о введении в действие, изменении и отмене федеральных и территориальных нормативных документов;

нормативная и методическая документация, утвержденная, согласованная, одобренная или введенная в действие Госстроем России, издаваемая ГУП ЦПП.