ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ГОРЮЧИХ, ТОКСИЧНЫХ И СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ (ПУГ-69)

gost.e-ecolog.ru

СОГЛАСОВАНО:
с ВЦСПС
5 августа 1969 г.,
с Госстроем СССР
22 августа 1969 г.,
с ЦК профсоюза рабочих нефтяной и химической промышленности
18 июля 1969 г.,
с Минхимпромом СССР
10 июля 1969 г,
с Миннефтехимпромом СССР
30 июня 1969 г.,
с Минмедпромом СССР
18 июня 1969 г.
с Минпищепромом СССР
23 июня 1969 г.,
с Главмикробиопромом СССР
9 июня 1969 г.

УТВЕРЖДЕНО
Госгортехнадзором СССР
17 сентября 1969 г.

ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ГОРЮЧИХ, ТОКСИЧНЫХ И СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ (ПУГ-69)



Издательство «Недра»
Москва 1970

УДК 662.959.63.004.2

Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов для горючих, токсичных и сжиженных газов (ПУГ-69). М., изд. «Недра», 1970. 168 стр.

Правила устанавливают общие положения и основные технические требования, к которым относятся условия выбора и применения труб, деталей трубопроводов, арматуры и основных материалов для их изготовления, а также требования к сварке газопроводов, их размещению и условия нормальной эксплуатации.

Таблиц 22.

РЕДАКЦИОННАЯ КОМИССИЯ:

П. Г. Удыма (председатель), *А. П. Соболев* (зам. председателя), *Н. М. Губицын, К. С. Голубева, А. Я. Заворотный, М. А. Комская, Н. В. Мартынов, Б. И. Мартьянов, Д. И. Наумченко, С. П. Петров, С. Н. Потапов, К. И. Сильянов, Ю. Г. Сорокин, Е. Г. Сенькин, Б. В. Сосульников, Н. П. Усов*

ПРАВИЛА УСТРОЙСТВА И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ГОРЮЧИХ, ТОКСИЧНЫХ И СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ (ПУГ-69)

Редактор издательства *Ершов П. Р.* Технический редактор *Шмакова Т. М.* Корректор *Шульц Т. Ю.*

Сдано в набор 2/IX—1970 г. Подписано в печать 12/X—1970 г. Формат 84×108$^{1}/_{32}$. Печ. л. 5,25. Усл. печ. л. 8,82. Уч.-изд. л. 8,4 Бумага № 2. Индекс 1-3-1. Заказ 1727/4087-6 Тираж 200 000 (1-й завод 1-100 000 экз. Цена 42 коп

Издательство «Недра». Москва, К-12, Третьяковский проезд., д. 1/19
Типография № 32 Главполиграфпрома Москва, Цветной бульвар, 26

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие 5

Глава 1. **Область применения** 7

Общие положения 8

Глава 2. **Газопроводы низкого давления** 11

А. Классификация газопроводов 11
Б. Требования к трубам и деталям трубопроводов . . 11

Глава 3. **Газопроводы высокого давления** 30

А. Требования к трубам 30
Б. Требования к деталям газопроводов 44

Глава 4. **Применение трубопроводной арматуры** . . . 56

А. Общие требования 56
Б. Дополнительные требования к арматуре газопроводов высокого давления 61

Глава 5. **Устройство газопроводов** 63

А. Размещение газопроводов 63
Б. Компенсация температурных деформаций газопроводов 70
В. Дренаж и продувка газопроводов 71
Г. Опоры и подвески газопроводов 72
Д. Тепловая изоляция, обогрев, защита от коррозии и окраска газопроводов 73

Глава 6. **Монтаж и сварка газопроводов** 75

А. Общие требования 76
Б. Дополнительные требования к монтажу газопроводов высокого давления 81
В. Сварка газопроводов 88

Глава 7. **Испытание смонтированных газопроводов** . . . 100

А. Общие требования 100
Б. Гидравлическое испытание 102
В. Пневматическое испытание 104
Г. Промывка и продувка газопроводов 106
Д. Дополнительное испытание газопроводов на плотность 107

Глава 8. **Приемка смонтированных газопроводов в эксплуатацию** 110

Стр.

Глава 9. **Эксплуатация газопроводов** 113

А. Надзор и обслуживание 113
Б. Наружный осмотр газопроводов 115
В. Ревизия газопроводов 117
Г. Обслуживание, ревизия и ремонт арматуры . . .123
Д. Периодические испытания газопроводов 127
Е. Основные требования по технике безопасности при эксплуатации газопроводов 128
Глава 10. **Борьба с вибрацией газопроводов** 132
Приложения:

1. Акт проверки внутренней очистки газопроводов (133). 2. Акт испытания арматуры (134). 3. Акт на укладку патронов (135). 4. Складская ведомость труб высокого давления (136). 5. Ведомость индивидуальной проверки труб высокого давления перед выдачей их в монтаж (137). 6. Ведомость учета принятых труб высокого давления после механической обработки (138). 7. Ведомость учета гнутых труб высокого давления (139). 8. Акт проверки гнутых труб высокого давления магнофлоксом (140). 9. Журнал сварочных работ для газопроводов низкого давления (141). 10. Журнал сварочных работ для газопроводов высокого давления (142). 11. Акт испытания газопроводов на прочность и плотность (143). 12. Акт промывки и продувки газопроводов (144). 13. Акт дополнительного пневматического испытания газопроводов на плотность с определением падения давления за время испытания (145). 14. Паспорт газопровода (146). 15. Акт готовности траншей и опорных конструкций к укладке газопроводов (150). 16. Заключение о качестве сварных соединений (151). 17. Протокол механических испытаний сварных образцов (152). 18. Акт приемки труб, арматуры деталей газопроводов, деталей соединения газопроводов в монтаж (153). 19. Ведомость арматуры высокого давления (154). 20. Ведомость деталей (фасонных частей) газопроводов высокого давления (155). 21. Ведомость деталей соединения газопроводов высокого давления (156). 22. Ведомость учета контрольных стыков (157). 23. Журнал проверки качества электродов, сварочной проволоки, флюса и аргона для проведения сварочных работ (158). 24. Акт проверки технологических свойств электродов (159). 25. Журнал режима термообработки сварных швов (160). 26. Акт на предварительную растяжку (сжатие) компенсаторов (161).

Справочные материалы. Рекомендации по электродам для ручной дуговой сварки 162

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящие правила разработали научно-исследовательские и проектные институты: Гипрокаучук, Гипрогазтоппром, ГИАП, Гипрохлор, Гипропласт, Гипроорхим и Гипрохиммонтаж Главхиммонтажа с учетом замечаний и предложений Министерств химической промышленности СССР, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР, медицинской промышленности СССР, пищевой промышленности СССР, Главного управления микробиологической промышленности при Совете Министров СССР, ГУПО МВД СССР, Госгортехнадзоров союзных республик, управлений округов Госгортехнадзора СССР, расположенных на территории РСФСР, Воронежского филиала Гипрокаучука, Северодонецкого филиала ГИАП, Иркутского филиала НИИХИММАШ, Ангарского нефтехимического комбината, Грозненского химического комбината, Днепродзержинского химического комбината, Куйбышевского завода синтетического каучука, Невинномысского, Новомосковского и Северодонецкого химических комбинатов, Салаватского нефтехимического комбината, Уфимского завода синтетического спирта и других предприятий.

Правила устанавливают общие положения и основные технические требования к газопроводам: условия выбора и применения труб, деталей трубопроводов, трубопроводной арматуры и основных материалов для их изготовления, а также требования к сварке газопроводов, их размещению и условиям нормальной эксплуатации, соблюдение которых обязательно для всех отраслей промышленности, имеющих подконтрольные Госгортехнадзору СССР химические производства.

С момента введения настоящих правил действие «Норм и технических условий на проектирование, монтаж и эксплуатацию стальных внутризаводских и цехо-

вых газопроводов для горючих газов в пожаро- и взрывоопасных производствах химической промышленности (НиТУ ХП-62)», утвержденных б. Госхимкомитетом, прекращается.

Все действующие отраслевые инструктивные указания, касающиеся проектирования, монтажа и эксплуатации стальных внутризаводских и цеховых газопроводов для горючих, токсичных и сжиженных газов на предприятиях химической, нефтеперерабатывающей, нефтехимической, пищевой, целлюлозно-бумажной, медицинской и микробиологической отраслей промышленности, должны быть приведены в соответствие с настоящими правилами.

Глава 1

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.01. Настоящие Правила распространяются на проектирование, монтаж и эксплуатацию всех постоянно действующих стальных газопроводов, предназначенных для транспортирования нейтральных и малоагрессивных горючих газов со скоростью коррозии по отношению к углеродистой стали до 0,1 *мм* в год, а также среднеагрессивных сред со скоростью коррозии не более 0,5 *мм* в год, в пределах рабочих давлений от 0,01 *кГ/см²* абсолютных (вакуум) до 2500 *кГ/см²* избыточных включительно и рабочих температур от —150°С до +700°С, в том числе природных, нефтяных и сжиженных газов с различными физико-химическими свойствами, прокладываемых в пожаро- и взрывоопасных производствах в границах предприятия как внутри производственных зданий и сооружений, так и снаружи для осуществления межцеховых связей.

1.02. Наряду с настоящими Правилами при проектировании, строительстве и эксплуатации газопроводов надлежит руководствоваться также соответствующими разделами Строительных Норм и Правил (СНиП), соответствующими правилами Госгортехнадзора и другими обязательными нормами и правилами.

1.03. Настоящие Правила не распространяются на проектирование, монтаж и эксплуатацию:

а) магистральных газопроводов независимо от вида транспортируемого по ним газа, расположенных вне территории промышленного предприятия и предназначенных для подачи газа к промышленному предприятию или с предприятия;

б) газопроводов и газовых сетей городов и населенных пунктов, а также газопроводов промышленных предприятий, использующих в качестве топлива газ из

магистральных и городских газопроводов или сжиженный газ;

в) трубопроводов для транспортирования ацетилена;

г) трубопроводов для транспортирования газов, содержащих высокоагрессивные примеси, имеющие скорость коррозии по отношению к углеродистой стали более 0,5 *мм* в год и вызывающие необходимость применения труб и арматуры из специальных материалов, не предусмотренных настоящими Правилами;

д) трубопроводов для транспортирования инертных газов, воздуха и кислорода;

е) трубопроводов для транспортирования газов, содержащих горючие пыль и волокно;

ж) временных газопроводов, сооружаемых на период строительства, монтажа или реконструкции предприятия или цеха со сроком эксплуатации не более одного года;

з) газопроводов, работающих при абсолютном давлении ниже 0,01 *кГ/см²* и избыточном выше 2500 *кГ/см²*, а также при температуре среды выше +700°С.

1.04. Допускается разработка отраслевых указаний, регламентирующих специальные условия и требования, специфичные для каждой отрасли промышленности, в пределах основных положений и требований, изложенных в настоящих Правилах.

Общие положения

1.05. В зависимости от условного давления транспортируемых газов все газопроводы, на которые распространяется действие настоящих Правил, подразделяются на газопроводы низкого давления (с условным давлением до 100 *кГ/см²* включительно и температурой до +700°С) и газопроводы высокого давления (с условным давлением 101—2500 *кГ/см²* и температурой до +510°С).

1.06. Для труб, арматуры и соединительных частей газопроводов условные и соответствующие им пробные и рабочие давления устанавливаются по ГОСТ 356—68, учитывающему изменения физико-механических свойств и прочностных характеристик металла в зависимости от рабочей температуры транспортируемой среды и от материала трубопровода.

Назначаемые при проектировании газопроводов материалы (марки стали) по своим техническим показателям должны соответствовать рабочим условиям транспортируемой среды.

Углеродистую сталь, предназначенную для труб и деталей газопроводов районов с низкими температурами (ниже —40°С), необходимо испытывать на ударную вязкость при температуре, соответствующей средней температуре наиболее холодной пятидневки (СНиП II-А. 6-62, табл. 1, графа 19).

Значения ударной вязкости в этих случаях должны составлять не менее 2 $кГ \cdot м/см^2$.

1.07. За рабочее (расчетное) давление в газопроводе принимается:

а) максимальное разрешенное давление для аппарата, с которым соединен газопровод, указанное в техническом паспорте аппарата;

б) для напорных газопроводов от центробежных газодувок — максимальное давление, развиваемое газодувкой при закрытой задвижке на стороне нагнетания;

в) для напорных газопроводов компрессоров с установленными на них предохранительными клапанами — давление, исходя из которого осуществлена защита компрессора.

1.08. Толщину стенки газопроводов необходимо принимать при проектировании по расчету в зависимости от рабочих параметров и коррозионных свойств среды применительно к действующему сортаменту труб, выпускаемых промышленностью.

Толщину стенок труб газопроводов низкого давления следует рассчитывать, руководствуясь «Указаниями по расчету стальных трубопроводов различного назначения» — СН 373—67, а газопроводов высокого давления — по МРТУ-26-01-10-67.

1.09. Качество и техническая характеристика материалов и готовых изделий, применяемых для изготовления газопроводов, должны быть подтверждены заводами-изготовителями соответствующими паспортами или сертификатами. Материалы и изделия, не имеющие паспортов или сертификатов, допускается применять только для газопроводов низкого давления II и ниже категорий (см. п. 2.01), и только после их проверки и

испытания в соответствии со стандартами, техническими условиями, нормалями и настоящими Правилами.

1.10. За выбор схемы газопровода, правильность и целесообразность его конструкции, правильность расчета на прочность, гидравлического расчета, расчета на компенсацию тепловых деформаций газопровода, за выбор материалов, способов прокладки, дренажа, а также за проект в целом и за соответствие его настоящим Правилам и другим действующим общесоюзным или ведомственным правилам и нормам отвечает организация, разрабатывающая проект.

1.11. Монтажная организация несет ответственность за изготовление, монтаж и испытание газопроводов в соответствии с проектом, за применение при сооружении газопроводов труб, деталей газопроводов, арматуры и других изделий, подтвержденных соответствующими паспортами или сертификатами, за соответствие последних требованиям проекта настоящих Правил и СНиП III.Г9-62, за соблюдение всех требований, предъявляемых к монтажу газопроводов в соответствии с их категориями, указанными в проекте. Самовольное изменение категорий газопроводов, указанных в проекте, без согласования с проектной организацией — не допускается.

1.12. Все изменения проекта, которые могут возникнуть в процессе изготовления и монтажа газопровода, в том числе замена марок и материала труб, фасонных деталей, арматуры, фланцев и других элементов трубопроводов, должны быть в обязательном порядке согласованы с ответственными представителями завода-заказчика и оформлены через проектную организацию завода соответствующей документацией.

Глава 2

ГАЗОПРОВОДЫ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

А. Классификация газопроводов

2.01. Все газопроводы низкого давления, работающие при температурах от —150°С до +700°С, в зависимости от характера транспортируемой среды подразделяются на две основные группы (А и Б), а в зависимости от рабочих параметров среды (давления и температуры) — на четыре категории (I—IV).

Категории устанавливаются проектом для каждого газопровода и определяют собой совокупность технических требований, предъявляемых к монтажу трубопроводов каждой категории в соответствии с указаниями СНиП III-Г. 9-62.

Классификация газопроводов низкого давления в зависимости от свойств и рабочих параметров среды приведена в табл. 1.

Б. Требования к трубам и деталям трубопроводов

2.02. Применяемые для газопроводов низкого давления элементы (трубы, фасонные соединительные детали, фланцы, прокладочные материалы и крепежные изделия) по своему качеству и технической характеристике материала должны отвечать требованиям настоящих Правил, соответствующих ГОСТ, действующих нормалей машиностроения или специальных технических условий.

Различные элементы газопроводов в зависимости от рабочих параметров среды необходимо выбирать в соответствии с указаниями, приведенными в настоящей главе.

Таблица 1
(к п. 2.01)

Классификация газопроводов низкого давления

Группа среды	Среда	Категории газопроводов							
		I		II		III		IV	
		$P_{раб}$, $кГ/см^2$	$t_{раб}$, °С	$P_{раб}$, $кГ/см^2$	$t_{раб}$, °С	$P_{раб}$, $кГ/см^2$	$t_{раб}$, °С	$P_{раб}$, $кГ/см^2$	$t_{раб}$, °С
А	Горючие газы с токсическими свойствами:								
	а) сильнодействующие ядовитые газы и сжиженные газы с токсическими свойствами	Независимо	От —150 до +700	—	—	—	—	—	—
	б) прочие газы с токсическими свойствами	Свыше 16 $кГ/см^2$ и ниже 0,8 $кГ/см^2$ (абс.) до 0,01 $кГ/см^2$ (абс.)	От +350 до +700	От 0,8 до 16 $кГ/см^2$ (абс.)	От —150 до +350	—	—	—	—
Б	Горючие газы, не обладающие токсическими свойствами:								
	а) сжиженные газы с упругостью паров при +20 °С более 6 $кГ/см^2$ (абс.)	Свыше 25	Свыше +250	До 25	От —150 до +250	—	—	—	—
	б) сжиженные газы с упругостью паров при +20 °С менее 6 $кГ/см^2$ (абс).	25	Свыше +250	От 16 до 25	От +120 до +250	До 16	От —150 до +120	—	—

Продолжение табл 1

Группа среды	Среда	Категории газопроводов							
		I		II		III		IV	
		$P_{раб}$, кГ/см²	$t_{раб}$, °С	$P_{раб}$, кГ/см²	$t_{раб}$, °С	$P_{раб}$, кГ/см²	$t_{раб}$, °С	$P_{раб}$, кГ/см²	$t_{раб}$, °С
	в) прочие газы, не обладающие токсическими свойствами	Независимо	От +350 до +700	От 25 до 64	От +250 до +350	От 16 до 25	От +120 до +250	До 16	От —150 до +120
		Ниже 0,8 до 0,01 кГ/см² (абс.)	Независимо	Ниже 0,95 до 0,8 кГ/см² (абс.)	Независимо				

Примечания:

1. Настоящая таблица составлена на основании табл. 1 СНиП III-Г. 9-62 применительно к газопроводам для горючих газов.
2. Буквенный индекс группы сред в проекте не указывается, указывается только категория газопровода.
3. В случае отсутствия в настоящей таблице необходимого сочетания параметров следует руководствоваться тем параметром, который требует отнесения газопровода к более высокой категории.
4. Категории газопроводов для различных смесей, состоящих из нескольких основных компонентов, устанавливаются по компоненту, требующему отнесения газопровода к более высокой категории.
5. Отнесение газопроводов к группе сред должно осуществляться проектными организациями.
6. Здесь и далее давление дано в кГ/см² избыточных, кроме специально оговоренных случаев.

Трубы, применяемые для изготовления

№ пп.	Среда	Допустимые предельные параметры среды			Условные проходы, *мм* от—до
		$P_у$, *кГ/см²*	*t*, °С		
			от	до	
1	Горючие газы гр. А/б II категории и гр. Б/в, кроме указанных в п. 2 настоящей таблицы	16	—30	+300	10—500
			—30	+300	10—500
			—30	+300	400—1600
		25	—40	+450	10—40
			—40	+450	25—400
		25	—30	+300	25—400
			—40	+400	400—1600
		64	—70	+450	10—40
			—70	+450	25—300
		100	—40	+450	10—40
			—40	+450	25—400
		100	—40	+550	50—200

Таблица 2

(к п. 2.05)

газопроводов низкого давления

Трубы		Материал труб	
наименование	ГОСТ	марка стали	ГОСТ
Электросварные гр. А	10704-63 и 10705-63	**10, 15 и 20** гр. I	1050-60
То же	То же	ВМСт.3сп, ВМСт.4сп— по гр. В	380-60
» »	10704-63 и 10706-63	То же	380-60
Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные гр. А	8733-66 и 8734-58	10 и 20 гр. I.	1050-60
Бесшовные горячекатаные гр. А	8731-66 и 8732-58	10 и 20 гр. I	1050-60
Бесшовные горячекатаные гр. А	8731-66 и 8732-58	ВМСт. 4сп— по гр. В	380-60
Электросварные гр. А	10704-63 и 10706-63	17ГС, 14ХГС, 19Г	5058-65
Бесшовные холоднотянутые и холоднокатанные гр. А	8733-66 и 8734-58	10Г2	4543-61
Бесшовные горячекатаные гр. А	8731-66 и 8732-58	10Г2	4543-61
Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные гр. А	8733-66 и 8734-58	10 и 20 гр. I	1050-60
Бесшовные горячекатаные гр. А	8731-66 и 8732-58	10 и 20 гр. I	1050-60
Бесшовные крекинговые коммуникационные	550-58	Х5М	5632-61

№ пп.	Среда	Допустимые предельные параметры среды			Условные проходы, мм от—до
		P_y, кГ/см²	t, °С		
			от	до	
1	Горючие газы гр. А/б II категории и гр. Б/в, кроме указанных в п. 2 настоящей таблицы		—40	+570	10—400
			—253	+600	10—40
			—253	+600	50—300
			—253	+700	10—40
			—253	+700	50—300
2	Горючие газы гр. А и Б под вакуумом в пределах абсолютного давления 0,95—0,01 кГ/см²		—40	+450	10—40
			—40	+450	25—400
			—30	+300	450—1400
3	Сжиженные горючие газы гр. А и Б, сильнодействующие ядовитые газы гр. А/а, а также газы с токсическими свойствами гр. А/б I категории	64	—70	+450	10—40
			—70	+450	25—300
		100	—40	+450	10—40
			—40	+450	25—400
			—40	+550	50—200

Продолжение табл. 2

Трубы		Материал труб	
наименование	ГОСТ	марка стали	ГОСТ
Бесшовные крекинговые коммуникационные	МРТУ14-4-21-67	12ХМФ, 12Х1МФ	МРТУ-14-4-21-67
Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные	9941-62	Х18Н10Т	5632-61
Бесшовные горячекатаные	9940-62	Х18Н10Т	5632-61
Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные	9941-62	Х17Н13М2Т	5632-61
Бесшовные горячекатаные	9940-62	Х17Н13М2Т	5632-61
Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные гр. А	8733-66 и 8734-58	10 и 20 гр. I	1050-60
Бесшовные горячекатаные гр. А	8731-66 и 8732-58	То же	1050-60
Электросварные гр. А	10704-63 и 10706-63	ВМСт. 3сп, ВМСт. 4сп — по гр. В	380-60
Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные гр. А	8733 66 и 8734-58	10Г2	4543-61
Бесшовные горячекатаные гр. А	8731-66 и 8732-58	10Г2	4543-61
Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные гр. А	8733-66 и 8734-58	10 и 20 — по гр. I	1050-60
Бесшовные горячекатаные гр. А	8731-66 и 8732-58	10 и 20 — по гр. I	1050-60
Бесшовные крекинговые коммуникационные	550-58	Х5М	5632-61

№ пп.	Среда	Допустимые предельные параметры среды			Условные проходы, *мм* от—до
		$P_у$, *кГ/см²*	*t*, °С		
			от	до	
	Сжиженные горючие газы гр. А и Б, сильнодействующие ядовитые газы гр. А/а, а также газы с токсическими свойствами гр. А/б I категории		—40	+570	10—400
			—253	+600	10—40
			—253	+600	50—300
			—253	+700	10—40
			—253	+700	50—300

Примечания: 1. В графе 3 указаны предельные допустимые условные давле

2 Допускается применение других, не включенных в настоящую таблицу, труб при техническом обосновании и соответствии их требованиям настоящих Правил

3. Толщина стенки труб определяется в соответствии с указаниями пп. 1.08 и 2 03 настоящих Правил.

4 При применении труб, изготовляемых из углеродистой стали по ГОСТ 380-60, обязательно соблюдение пункта 2.5 2 технических требований указанного стандарта.

Для условий, при которых в соответствии с настоящей таблицей разрешено применение труб из стали марки ВМСт.3сп, допускается применение также труб из стали марки ВКСт 3сп (с толщиной стенки не более 10 *мм*).

5. Применение бесшовных труб для газопроводов в тех случаях, когда настоящей таблицей предусмотрено применение сварных труб, должно быть обосновано в проекте

6 Электросварные прямошовные трубы больших диаметров (ГОСТ 10704-63) в случае необходимости могут быть заменены по мере освоения их выпуска промышленностью электросварными трубами со спиральным швом (ГОСТ 8696-62), изготовленными из материалов и рассчитанные на условия, указанные в настоящей таблице

7. Для строительства подземных или теплоизолированных наземных газопроводов допускается применение труб, изготовленных из полуспокойной или кипящей стали с диаметром условного прохода до 500 *мм* включительно и толщиной стенки не более 8 *мм*, по ГОСТ и в расчете на давления, указанные в настоящей таблице, при условиях:

Продолжение табл. 2

Трубы		Материалы труб	
наименование	ГОСТ	марка стали	ГОСТ
Бесшовные крекинговые коммуникационные	МРТУ-14-4-12-67	12ХМФ 12Х1МФ	МРТУ-14-4-21-67
Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные	9941-62	Х18Н10Т	5632-61
Бесшовные горячекатаные	9940-62	Х18Н10Т	5632-61
Бесшовные холоднотянутые и холоднокатаные	9941-62	Х17Н13М2Т	5632-61
Бесшовные горячекатаные	9940-62	Х17Н13М2Т	5632-61

ния в *кГ/см²* (не более).

а) строительства газопроводов в районах с расчетной зимней температурой воздуха не ниже — 30°С (за расчетную зимнюю температуру воздуха прчнимается средняя температура наиболее холодной пятидневки по табл. 1 СНиП П-А.6-62 «Строительная климатология и геофизика. Основные положения проектирования»);

б) применения труб, изготовленных из полуспокойной стали марок ВМСт.2пс, ВМСт.3пс, ВКСт.3пс, кипящей стали марок ВМСт 2кп и ВМСт 3кп по ГОСТ 380-60 группы «В», а также из полуспокойной стали марок 08пс, 10пс и 15пс и кипящей стали марок 08кп, 10кп и 15кп по ГОСТ 1050-60 с обеспечением химического состава по табл. 1 и механических свойств по табл. 3 указанного ГОСТ и при обосновании проектной организацией целесообразности применения таких труб;

в) выполнения предусматриваемых проектом мероприятий по обеспечению при эксплуатации температуры стенки газопровода из полуспокойной стали не ниже — 20°С, а из кипящей стали — не ниже — 10°С;

г) сварки, монтажа и засыпки или теплоизоляции газопровода при температуре наружного воздуха не ниже — 20°С для полуспокойной стали и не ниже — 10°С для кипящей стали. При этом сварка при температуре ниже 0°С должна производиться по технологической инструкции, разработанной организацией, выполняющей сварочные работы, и утвержденной вышестоящей организацией;

д) изготовления переходов, компенсаторов, тройников, отводов, а также кривых вставок, выполненных методом холодного гнутья, только из спокойной стали.

2.03. При определении толщины стенки газопроводов, работающих в условиях низкого давления (до 100 *кГ/см*^{2}), наряду с изложенным в п. 1.08 необходимо руководствоваться МСН 186—68 «Сортамент труб технологических трубопроводов на P_y до 100 *кГ/см*^{2} из углеродистой стали и стали марки 10Г2», а также нормалью машиностроения МН 4705—63 «Сортамент труб технологических трубопроводов из легированной стали P_y до 100 *кГ/см*^{2}».

Толщины стенок труб и деталей газопроводов из углеродистой стали необходимо принимать:

а) для сред со скоростью коррозии до 0,1 *мм* в год — как для неагрессивных и малоагрессивных сред;

б) для сред со скоростью коррозии 0,1 *мм* — 0,5 *мм* в год — как для среднеагрессивных сред.

Толщины стенок труб и деталей газопроводов из легированной стали, применяемой в зависимости от температурных условий, необходимо принимать как для неагрессивных сред (см. п. 2.06).

2.04. Материал газопроводов, а также материал антикоррозионного покрытия газопроводов для высокоагрессивных сред выбирают в соответствии с рекомендациями научно-исследовательских и специализированных организаций или по имеющимся опытным данным.

2.05. В зависимости от давления и температуры транспортируемой среды для газопроводов низкого давления необходимо применять трубы и марки стали для их изготовления, указанные в табл. 2. Степень агрессивности среды в таблице не учитывается.

Трубопроводы для сжиженных горючих газов должны быть выполнены только из бесшовных труб.

2.06. Трубы из легированной стали при скорости коррозии по отношению к углеродистой стали до 0,5 *мм* в год должны применяться для сред, не допускающих присутствия соединений железа, если невозможно применение труб из углеродистой стали с защитным антикоррозийным покрытием.

2.07. Допускается применение гнутых, сварных, литых и кованых отводов для газопроводов, а также изготовленных из труб методом штамповки и протяжки. При этом сварные отводы в соответствии с нормалями машиностроения разрешается применять до P_y = =64 *кГ/см*^{2} включительно.

Радиусы гиба и конструктивные размеры отводов всех типов должны соответствовать ГОСТ 9842—61, 11681—65 и приниматься по нормалям машиностроения.

2.08. Для ответвлений от газопроводов можно применять любые конструкции, приведенные в нормалях машиностроения, в том числе: вварку штуцера в основную трубу, тройники сварные, цельноштампованные равнопроходные и переходные из бесшовных труб, кованые штампосварные и др. Пределы применения различных типов ответвлений от газопроводов должны соответствовать нормалям машиностроения и приложению к ним.

2.09. Сварные крестовины и развилки в случае необходимости их применения на газопроводах из углеродистой стали допускается изготовлять только из усиленных труб и применять: из сварных труб при условном давлении не более 16 *кГ/см²* и рабочей температуре не более +250° С и из бесшовных труб при условном давлении не более 25 *кГ/см²* и рабочей температуре не более +250° С.

2.10. При проектировании и монтаже газопроводов необходимо применять преимущественно фасонные детали заводского изготовления, обеспечивающие более высокое качество монтажа и большую надежность и безопасность работы газопровода.

При выборе фасонных деталей из углеродистой стали необходимо руководствоваться нормалями машиностроения с учетом «Номенклатуры деталей трубопроводов из углеродистой стали на P_y до 100 *кГ/см²*, выпускаемых и осваиваемых предприятиями Минмонтажспецстроя СССР».

2.11. Температурные пределы применения деталей газопроводов, в том числе заводского изготовления, должны соответствовать условиям применения тех труб, из которых изготовлены детали газопроводов, в соответствии с табл. 2 и ГОСТ 356—68.

2.12. Отдельные части газопроводов можно соединять с помощью сварки или на фланцах.

Газопроводы, в том числе для сжиженных газов и вакуумные, как правило, должны собираться на сварке. Фланцевые соединения на газопроводах допускаются для присоединения к фланцевой арматуре, к шту-

№ пп.	Группы сред (по табл. 1)	Температура среды, °С		Флан	
		от	до	$P_у$, кГ/см²	тип уплотнительной поверхности
1	Все среды, кроме группы А/а, при условных давлениях до 25 кГ/см² включительно, а также среды группы А/а при условных давлениях до 2,5 кГ/см² включительно	—253	— 70	10,1625	Гладкая
		— 70	— 40		
		— 40	— 30		
		— 30	+300		
		+300	+450		
		+450	+530		
		+530	+600		
		+600	+700		
2	Среды группы А/а при условных давлениях от > 2,5 до 25 кГ/см² включительно	—253	—70	10,16,25	Выступ—впадина
		— 70	—40		
		— 40	—30		
		— 30	+300		
		+300	+450		
		+450	+530		
		+530	+600		
		+600	+700		
3	Все среды при условных давлениях 40 и 64 кГ/см²	—253	—70	40,64	Выступ—впадина
		—70	—40		
		—40	+450		
		+450	+530		
		+530	+600		
4	Все среды при условных давлениях 64 и 100 кГ/см²	—40	+450	64,100	Гладкая и под металлическую прокладку овального сечения
		+450	+530		
		+530	+600		
		+600	+700		

Таблица 3
(к п. 2. 16)

низкого давления

цы

тип фланца	ГОСТ	марка стали	ГОСТ на сталь
Плоские приварные	12827-67 1255-67	Х18Н10Т 10Г2	5632-61 4543-61
Плоские приварные и приварные встык	12827-67 1255-67 12829-67 12830-67	20 и 25 ВМСт. 3 сп ВКСт. 3 сп	1050-60 380-60
Приварные встык	12829-67 12830-67	20 и 25 15 ХМ и 15 ХМА Х 18 Н 10 Т Х17 Н13 М2Т	1050-60 4543-61 5632-61 5632-61
Плоские приварные	12828-67	Х 18 Н 10 Т 10 Г 2	5632-61 4543-61
Плоские приварные и приварные встык	12828-67 12831-67	20 и 25 ВМСт. 3 сп ВКСт. 3 сп	1050-60 380-60
Приварные встык	12831-67	20 и 25 15 ХМ и 15 ХМА Х 18 Н 10 Т Х 17Н13М2Т	1050-60 4543-61 5632-61 5632-61
Приварные встык	12831-67	Х·18 Н 10 Т 10 Г 2 20 и 25 15ХМ и 15ХМА Х 18 Н10 Т	5632-57 4543-61 1050-60 4543-61 5632-61
Приварные встык	12830-67 12833-67	20 и 25 15 ХМ— 15 ХМА Х 18Н10Т Х 17Н13 М2Т	1050-60 4543-61 5632-61 5632-61

№ пп.	Группы сред (по табл. 1)	Температура среды, °С		Фланцы	
		от	до	$P_у$, кГ/см²	тип уплотнительной поверхности
5	Все среды при рабочих давлениях от 0,95 до 0,5 кГ/см² (абс.)	—40 —30 +300	—30 +300 +450	10	Гладкая
6	Все среды при рабочих давлениях от 0,5 до 0,01 кГ/см² (абс.)	—40 —30 +300	—30 +300 +450	10	Шип-паз

Примечания:

1. Изготовление фланцев из сталей, указанных в настоящей таблице, но отсутствующих в ГОСТах на фланцы, должно производиться по отраслевым нормалям машиностроения, утвержденным в установленном порядке, или по специальным чертежам, разрабатываемым в составе проекта газопровода.

церам оборудования и для сборки газопроводов высокого давления. В закрытых помещениях взрывоопасных цехов эти трубопроводы можно монтировать с частичным применением фланцевых соединений для возможности разборки газопроводов и выноса их из помещения в условиях действующего цеха или для обеспечения беспрепятственной разборки трубопроводов, перечисленных в п. 2.13.

Резьбовые соединения на газопроводах разрешаются лишь для присоединения резьбовой стальной газопроводной арматуры и контрольно-измерительных приборов.

2.13. Газопроводы, требующие периодической разборки для чистки отложений от транспортируемых продуктов или замены участков из-за повышенной коррозии, а также в других специальных случаях, необходимо монтировать на фланцевых соединениях. При этом участки периодически демонтируемых газопроводов по

Продолжение табл. 3

цы

тип фланца	ГОСТ	марка стали	ГОСТ на сталь
Плоские приварные и приварные встык	12827-67 1255-67 12829-67 12830-67	20 и 25 ВМСт. 3 сп ВКСт. 3 сп	1050-60 380-60
Приварные встык	12829-67 12830-67	20 и 25	1050-60
Приварные встык	12832-67	20 и 25 ВМСт. 3 сп ВКСт. 3 сп 20 и 25	1050-60 380-60 1050-60

2. Фланцы, указанные в п 3 настоящей таблицы, применяются с мягкими или металлическими с мягкой набивкой прокладками, а фланцы, указанные в п. 4, — с металлическими прокладками (зубчатыми или овального сечения). При давлениях до $P_y \approx 40$ *кГ/см²* во фланцах с гладкой уплотнительной поверхностью допускается применение асбометаллических прокладок.

своим габаритным размерам и массе должны быть удобными для проведения ремонтных работ.

2.14. Плоские приварные фланцы разрешается применять для всех газопроводов, работающих при условном давлении не более 25 *кГ/см²* и температуре среды не выше +300°С. Для газопроводов, работающих при условных давлениях свыше 25 *кГ/см²* независимо от температуры среды или работающих при температуре среды выше +300°С независимо от условного давления, необходимо применять только фланцы приварные встык.

На газопроводах из легированной стали, работающих при температуре среды ниже —40°С и условных давлениях до 25 *кГ/см²* включительно, допускается применение плоских приварных фланцев, изготовленных также из легированной стали.

2.15. С целью обеспечения надежной и безопасной работы газопроводов при применении плоских приварных фланцев следует выполнять следующие условия:

а) при $P_y \leqslant 10$ *кГ/см*^{2} применять фланцы, рассчитанные на условное давление не ниже 10 *кГ/см*^{2};

б) при $P_y > 10$ *кГ/см*^{2} применять фланцы, рассчитанные на условное давление, соответствующее рабочим параметрам трубопровода;

в) фланцы с плоской привалочной поверхностью при применении мягких прокладок должны иметь уплотнительные канавки.

2.16. Материалы фланцев для газопроводов низкого давления и применяемых во фланцевых соединениях крепежных деталей, а также тип уплотнительной поверхности фланцев в зависимости от параметров транспортируемой среды необходимо выбирать в соответствии с табл. 3. Фланцы и крепежные детали, изготовленные из легированной стали, должны быть термически обработаны в соответствии с ТУ на их изготовление.

2.17. В зависимости от рабочей температуры и условного давления среды для фланцевых соединений газопроводов низкого давления следует применять болты или шпильки, гайки и шайбы в соответствии с табл. 4.

При изготовлении шпилек или болтов и гаек из стали одной марки твердость шпилек или болтов должна быть выше твердости гаек не менее чем на 30 единиц по Бринелю.

2.18. Материал и конструкцию прокладок для фланцевых соединений газопроводов низкого давления в зависимости от параметров среды следует выбирать в соответствии с табл. 5. При выборе материала прокладок необходимо учитывать химические свойства среды, воздействующей на прокладку.

Таблица 4
(к п. 2.17)

Крепежные детали для фланцевых соединений газопроводов низкого давления

P_y, кГ/см²	Температура среды, °С		Болты или шпильки			Гайки		Шайбы	
	от	до	наименование	ГОСТ	марка стали	ГОСТ	марка стали	ГОСТ	марка стали
До 25	—253	—70	Шпильки	9066-69	Х18Н10Т	9064-69	Х18Н10Т	—	—
	—70	—40	»	9066-69	10Г2	9064-69	10Г2	—	—
	—40	+350	Болты или шпильки	7798-62	20 и 25	5915-62	10 и 20	—	—
	+350	+425	То же	7798-62	25 и 35	5915-62	20 и 25	—	—
	+425	+450	» »	7798-62	30ХМА	5915-62	20 и 25	—	—
40, 64, 100	—253	—70	Шпильки	9066-69	Х18Н10Т	9064-69	Х18Н10Т	11371-68	Х18Н10Т
	—70	—40	»	9066-69	10Г2	9064-69	10Г2	11371-68	20
	—40	+425	»	9066-69	35	9064-69	25	11371-68	10 и 20
	+425	+450	»	9066-69	30ХМА, 35ХМА	9064-69	25	11371-68	10 и 20
	+450	+530	»	9066-69	25Х1МФ	9064-69	30ХМА, 35ХМА	11371-68	15ХМ
	+530	+600	»	9066-69	Х18Н10Т	9064-69	4Х14Н14В2М	11371-68	15ХМ
	+600	+700	»	9066-69	Х17Н13М2Т	9064-69	Х17Н13М2Т	11371-68	0Х17Т

Примечание. В случае необходимости болты из сталей марок 20 и 25 могут быть заменены шпильками по ГОСТ 11769-66, а болты из стали марки 30ХМА — шпильками по ГОСТ 9066-59, изготовленными из сталей тех же марок.

Таблица 5
(к п. 2.18)

Прокладочные материалы для фланцевых соединений газопроводов низкого давления и пределы их применения

№ пп.	Материалы и конструкция прокладки: наименование	ГОСТ, ТУ, нормаль	Предельные параметры среды: t, °С от	до	рабочее давление, $кГ/см^2$, при различных типах уплотнительной поверхности фланцев: гладкая	выступ-впадина	шип-паз	под кольцевое овальное сечение
1	Резина масло-бензостойкая (МБ)	ГОСТ 7338-65	—30	+50	10	—	—	—
2	Резина теплостойкая (Т)	То же	—35	+90	10	—	—	—
3	Резина морозостойкая (М)	» »	—45	+50	10	—	—	—
4	Картон асбестовый хризотиловый	ГОСТ 2850-58	—15	+450	3	—	—	—
5	Паронит	ГОСТ 481-58	—50	+200	25	70		—
			+200	+450	25	40		—
			—150	50	25	40	Вакуум	—
6	Дивинис прокладочный	ТУ 1394-56р	—15	+80	10	16	0,5—0,01	—
7	Фибра листовая техническая	ГОСТ 6910-54	—15	+80	10	16	$кГ/см^2$	—
8	Алюминий отожженный марки АМЦ	ГОСТ 1946-50	—196	+250	16	40	(абс.)	—
9	Медь листовая мягкая марки М2	ГОСТ 495-50	—196	+250	25	100		—
10	Гофрированные асбоалюминиевые	Нормаль б. МНП Н 448-55	—100	+300	25	100	—	—
11	Гофрированные асбостальные в оболочке из малоуглеродистой стали	То же	—15	+450	25	100	—	—

Продолжение табл. 5

№ пп.	Материалы и конструкция прокладки: наименование	ГОСТ, ТУ, нормаль	Предельные параметры среды: t, °С от	t, °С до	рабочее давление, $кГ/см^2$, при различных типах уплотнительной поверхности фланцев: гладкая	выступ-впадина	шип-паз	под кольцевое овальное сечение
12	Гофрированные асбостальные в оболочке из стали ОХ18Н10Т	Нормаль б. МНП Н 448-55	—15	+475	100	100	—	—
13	Зубчатые из малоуглеродистой стали	По специальным чертежам	—40	+470	100	100	—	—
14	Зубчатые из стали ОХ18Н10Т	То же	—196	+700	100	100	—	—
15	Кольцевые овального сечения из малоуглеродистой стали	Нормаль б.МНП Н 408-55	—40	+550	—	—	—	100
16	Кольцевые овального сечения из стали ОХ18Н10Т	То же	—196	+700	—	—	—	100

Примечание. Допускается применение других, не включенных в настоящую таблицу прокладочных материалов, при техническом обосновании и соответствии их требованиям настоящих Правил.

Глава 3

ГАЗОПРОВОДЫ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

А. Требования к трубам

3.01. Все газопроводы высокого давления, предназначенные для транспортирования горючих газов и их смесей при температурах от —50°С до +510°С, относятся к I категории по классификации СНиП III-Г. 9-62 и должны выполняться из бесшовных холоднотянутых, холоднокатаных и горячекатаных стальных труб:

а) при давлениях 101—1000 *кГ/см*^{2} по ЧМТУ/УкрНИТИ 518-63 и ЧМТУ/УкрНИТИ 3-248-69;

б) при давлениях 1001—2500 *кГ/см*^{2} по специальным техническим условиям.

3.02. Трубы высокого давления необходимо изготовлять из качественной и высококачественной стали, выплавляемой в мартеновских или электрических печах, с обязательным осуществлением плавочного контроля.

В зависимости от рабочих параметров среды (давления и температуры) трубы для газопроводов высокого давления необходимо изготовлять из сталей, приведенных в табл. 6, с химическим составом (табл. 7), соответствующим следующим государственным стандартам:

Марка стали	ГОСТ на сталь
20	1050-60
18ХГ; 15ХФ; 30ХМА	4543-61
Х25Н20С2; Х23Н18; Х17Н13М2Т; Х17Н13М3Т; Х18Н10Т; ОХ17Н16М3Т	5632-61
14ХГС	5058-65
18Х3МВ; 20Х3МВФ	10500-63

Таблица 6
(к п. 3.02)

Марки стали для газопроводов высокого давления

Рабочие параметры среды			Марки сталей
P_y, кГ/см²	t, °С		
	от	до	
101 ÷ 320	—50	+200	20; Х17Н13М2Т; Х17Н13М3Т; 0Х17Н16М3Т; Х18Н10Т
	+201	+400	30ХМА; 15ХФ; 18Х3МВ; Х23Н18; Х25Н20С2; 20Х3МВФ; Х18Н10Т
	+401	+510	20Х3МВФ; Х23Н18; Х25Н20С2 Х18Н10Т
321 ÷ 500	—50	+200	14ХГС; 15ХФ; 30ХМА; 18ХГ
	+201	+400	30ХМА; 15ХФ; 18Х3МВ; Х23Н18; Х25Н20С2; 20Х3МВФ; Х18Н10Т
	+401	+510	20Х3МВФ; Х23Н18; Х25Н20С2; Х18Н10Т
501 ÷ 700	—50	+200	14ХГС; 15ХФ; 18ХГ; 30ХМА
	+201	+400	30ХМА; 18Х3МВ; 15ХФ; Х23М18; Х25Н20С2; 20Х3МВФ; Х18Н10Т
	+401	+510	20Х3МВФ; Х23Н18; Х25Н20С2; Х18Н10Т
701 ÷ 1000	—50	+200	30ХМА
	+201	+400	18Х3МВ; 20Х3МВФ; Х23Н18; Х25Н20С2; Х18Н10Т
	+401	+510	20Х3МВФ; Х23Н18; Х25Н20С2; Х18Н10Т

Примечание. Разрешается применять трубы

1) при наличии водородной коррозии — из стали 30ХМА до 250°С и из стали 15ХФ до 225°С,

2) при наличии аммиака в газе — из сталей марок 20Х3МВФ и 18Х3МВ до 300°С;

3) при наличии аммиака в газе — из сталей марок Х18Н10Т, Х23Н18 и Х25Н20С2 от температуры выше 300°С до 510°С по специальным техническим условиям;

4) для агрессивных сред при производстве мочевины — из сталей марок Х17Н13М2Т, Х17Н13М3Т и 0Х17Н16М3Т;

5) для давлений 1001—2500 кГ/см² — из сталей по специальным техническим условиям.

Таблица 7
(к п. 3.02)

Химический состав сталей для труб высокого давления, %

Элементы	Марки сталей					
	20	14ХГС	18ХГ	30ХМА	18Х3МВ	20Х3МВФ
Углерод	0,17—0,24	0.11—0,16	0,15—0,21	0,26—0,33	0,15—0,20	0,16—0,24
Марганец	0,35—0,65	0,90—1,30	0,90—1.20	0,40—0,70	0,25—0,50	0,25—0,50
Кремний	0,16—0,37	0,40—0,70	0,17—0,37	0,17—0,37	0,17—0,37	0,17—0,37
Сера (не более)	0,040	0,04	0,035	0,025	0,025	0,025
Хром	0,25	0,50—0,80	0,90—1,20	0,80—1,10	2,50—3,00	2,80—3,30
Молибден	—	—	—	0,15—0,25	0,50—0,70	0,35—0,55
Вольфрам	—	—	—	—	0,50—0,80	0,30—0,50
Ванадий	—	—	—	—	0,05—0,15	0,60—0,85
Фосфор (не более)	0,040	0,04	0,035	0,035	0,030	0,30
Никель (не более)	0,25	0,30	—	—	—	—
Медь (не более)	—	0,30	—	—	—	—
Титан	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 7

Элементы	Марки сталей						
	Х18Н10Т	0Х17Н16М3Т	15ХФ	Х17Н13М2Т	Х17Н13М3Т	Х23Н18	Х25Н20С2
Углерод	До 0,12	До 0,08	0,12—0,18	До 0,10	До 0,10	Не более 0,20	Не более 0,20
Марганец	1,00—2,00	1,00—2,00	0,40—0,70	1,00—2,00	1,00—2,00	Не более 2,0	Не более 1,5
Кремний	До 0,80	До 0,80	0,17—0,37	До 0,80	До 0,80	» » 1,0	2,0—3,0
Сера (не более) . . .	0,020	0,020	—	0,020	0,020	0,020	0,020
Хром	17,0—19,0	16,0—18,0	0,80—1,10	16,0—18,0	16,0—18,0	22,0—25,0	24,0—27,0
Молибден	—	3,00—3,50	—	1,80—2,50	3,00—4,00	—	—
Вольфрам	—	—	—	—	—	—	—
Ванадий	—	—	0,10—0,20	—	—	—	—
Фосфор (не более) . .	0,035	0,035	—	0,035	0,035	0,035	0,035
Никель (не более) . .	9,00—11,0	15,0—17,0	—	12,0—14,0	12,0—14,0	17,0—20,0	18,0—21,0
Медь (не более) . . .	—	—	—	—	—	—	—
Титан	5 (0,02% С) До 0,70	0,30—0,60	—	0,30—0,60	0,30—0,60	—	—

Примечание. Для труб, поставляемых иностранными фирмами, химический состав должен соответствовать ТУ фирм с учетом агрессивности среды.

3.03. Трубы для газопроводов высокого давления перед поставкой необходимо подвергать термической обработке. Режим обработки, устанавливаемый заводом-изготовителем, должен обеспечить указанные в табл. 8 механические свойства металла труб и снятие остаточных напряжений.

3.04. *Состояние поверхности труб высокого* давления, размеры и допуски по наружному диаметру, толщине стенки, овальности, разностенности и кривизне должны быть выдержаны в соответствии с действующими техническими условиями (ЧМТУ/УкрНИТИ 518-63 и ЧМТУ/УкрНИТИ 3-248-69).

3.05. Все трубы высокого давления необходимо подвергать на заводе-изготовителе следующим испытаниям:

а. В случае возникновения сомнений в отношении соответствия химического состава металла труб указанному в сертификате завода-поставщика, контрольному химическому анализу образцов, взятых от 2% труб сдаваемой партии, трубы, изготовленные из легированных сталей, должны быть проверены на содержание молибдена и хрома при помощи стиллоскопа или капельной пробы.

б. На растяжение, предел текучести, удлинение, относительное сужение площади поперечного сечения, ударную вязкость при температуре +20°С и твердость по Бринеллю.

На растяжение трубы испытывают по ГОСТ 1497-61 на продольных пропорциональных образцах, вырезанных из стенок труб, на целых отрезках труб или же на нормальных образцах, если это допускает толщина стенки (более 25 *мм*). Только в последнем случае определяют величину сужения площади поперечного сечения.

Испытание на ударную вязкость по ГОСТ 9454-60 проводят только в тех случаях, когда толщина стенки трубы позволяет вырезать ударные образцы (не менее 12 *мм*).

В проверке макроструктуры травлением пробных отрезков труб длиной не менее 300 *мм* по специальной инструкции завода-изготовителя. На поверхности отрезка трубы после травления не должно быть трещин, плен и закатов.

Таблица 3
(к п. 3.03)

Механические свойства сталей для труб высокого давления (не менее)

Показатели	Марки сталей												
	20	14ХГС	18ХГ	30ХМА	18Х3МВ	20Х3МВФ	Х18Н10Т	ОХ17Н16М3Т	15ХФ	Х17Н13М2Т	Х17Н13М3Т	Х23Н18	Х25Н20С2
Предел прочности при растяжении, $кГ/мм^2$	40	50	55	60	65	80	56	54	45	52	52	55	60
Предел текучести, $кГ/мм^2$	24	34	35	40	45	50	20	20	25	26	26	30	30
Удлинение на 5-кратном образце, %	23	20	20	15	18	14	35	40	20	35	35	35	35
Сужение площади поперечного сечения, % . .	55	—	40	50	—	40	55	—	50	—	—	50	50
Ударная вязкость при +20°С, $кГ \cdot м/см^2$ . . .	5	10	12	8	12	6	10	—	8	—	—	—	—
То же, при —50°С . . .	2	2	2	2	2	2	—	—	2	—	—	—	—
Твердость по Бринелю *НВ*	111	137	179	169	197	241	150	150	≤187	—	—	—	—

Примечание. Механические свойства труб, поставляемых иностранными фирмами, должны быть не ниже приведенных в настоящей таблице.

Микроструктуру, в частности размер зерна, определяют на продольных шлифах, вырезанных из готовых труб (после термообработки). Результаты проверки микроструктуры являются факультативными, но учитываются при обсуждении результатов всех прочих испытаний.

г. На сплющивание по ГОСТ 8695—58 испытания проводят на кольцах, отрезанных от готовых труб Кромки пробных колец закругляют напильником. Кольца для труб из углеродистой стали марки 20 сплющивают до получения просвета, равного 50% внутреннего номинального диаметра. Испытанию на сплющивание подлежат лишь те трубы, у которых наружный диаметр превышает 35 *мм*.

Для труб из легированных сталей пробные кольца сплющивают до появления первой трещины. Величину сближения стенок при этом фиксируют и заносят в протокол испытания и сертификат. Результаты испытаний на сплющивание труб из легированных сталей являются факультативными

Примечание. Кольца для испытаний на сплющивание можно не отделять от тела трубы, а надрезать и сплющивать на самой трубе.

д. На загиб по ГОСТ 3728—66. Испытанию на загиб подвергают трубы, имеющие внешний диаметр не более

Таблица 9

Пробное давление в зависимости от рабочих параметров для труб и фасонных деталей

Рабочее давление, *кГ/см²*	Пробное давление, *кГ/см²*, при рабочих температурах, °С		
	от —50 до +200	от +201 до +400	от +401 до +510
320	450	560	650
700	875	1000	1250
800	1000	1250	—
1500	2100	—	—
2500	3750	—	—

Примечание Указанные в таблице пробные давления не распространяются на испытание арматуры и трубопроводов, собранных для сдачи в эксплуатацию

50 *мм*. Радиус загиба не должен превышать двойной величины наружного диаметра изгибаемой трубы.

е. Проверке на отсутствие дефектов на наружной стороне (проверяют каждую трубу) методом магнитной дефектоскопии (магнофлокс). Внутреннюю сторону каждой трубы проверяют с помощью прибора РВП.

ж. Гидравлическим испытаниям по ГОСТ 3845—65, которым подвергают каждую трубу и фасонную деталь при пробном давлении, указанном в табл. 9.

3.06. Для приемочных испытаний (на заводе-изготовителе) трубы делят на партии, в каждую из которой должны входить трубы одной плавки и одной садки Число труб в партии должно составлять (не более):

Условный диаметр, *мм* .	до 60	70—125	150—200
Число труб	200	100	50

3.07. Каждую трубу необходимо подвергать наружному осмотру и обмеру, после чего все трубы, прошедшие приемку по наружному осмотру и допускам, испытывать на твердость. Твердость определяют на обоих концах трубы в соответствии с требованиями ГОСТ 9012—59.

3.08. Для проведения механических испытаний от каждой партии отбирается 4% труб, но не менее двух труб, обладающих минимальной и максимальной твердостью; эти данные заносятся в сертификат.

3.09. Заготовку для изготовления образцов разрешается отрезать от трубы огневым способом (ацетиленовым резаком или бензорезом) с припуском не менее 50 *мм* во избежание изменения механических свойств металла образца от нагрева.

3.10 Образцы для механических испытаний необходимо вырезать только холодным способом; тепловая обработка металла образцов не допускается.

3.11. От каждой отобранной трубы должно быть вырезано 9 образцов для испытаний: 2 образца для испытания на растяжение, 2 образца — на ударную вязкость, 1 образец — на макроструктуру, 2 образца — на микроструктуру, 1 образец — на сплющивание и 1 образец — на загиб.

Для макро- и микроисследований разрешается использовать разрушенные образцы после определения ударной вязкости.

3.12. Партия труб считается годной, если результаты испытания всех образцов оказались удовлетворительными.

При неудовлетворительных результатах испытания хотя бы одного образца партия труб должна подвергнуться повторному испытанию на удвоенном количестве образцов. В этом случае образцы берут лишь для тех видов испытаний, которые дали неудовлетворительные результаты.

3.13. Если при повторных испытаниях опять получаются неудовлетворительные результаты, партия труб подлежит возврату для термической переработки или же пересортировке. При вторичном предъявлении партии все испытания производятся вновь и в том же порядке, как и в первый раз.

3.14. Если при вторичном предъявлении результаты испытаний окажутся неудовлетворительными, партия труб бракуется. Заводу-поставщику предоставляется право неотбракованные трубы после 100%-ного их испытания вновь сдавать заказчику.

3.15. На конце каждой трубы с наружным диаметром 35 *мм* и более должны быть выбиты клейма со следующими данными: номер плавки, марки стали, клеймо завода-изготовителя и его ОТК и номер партии. Клейма выбиваются на расстоянии 300—400 *мм* от конца трубы. Глубина их не должна превышать 1 *мм*.

3.16. Трубы с наружным диаметром менее 35 *мм* связываются проволокой в пучки и снабжаются двумя металлическими бирками, привешиваемыми на оцинкованной проволоке с двух сторон к пучку, на которых выбиваются номер плавки, марка стали, клеймо завода-изготовителя и его ОТК, а также размер труб. Номер партии и марка стали выбиваются на расстоянии 300—400 *мм* от конца труб.

3.17. Концы труб должны быть окрашены краской присвоенного марке стали цвета. Все принятые трубы с наружной и внутренней стороны должны быть покрыты нейтральной смазкой и храниться под навесом.

3.18. Размеры поставляемых труб для коммуникаций высокого давления должны соответствовать указанным в табл. 10, составленной на основании «Технических условий на трубы стальные бесшовные для установок высокого давления химических и нефтехимиче-

Таблица 10

(к п. 3.18)

Размеры труб для газопроводов высокого давления

Обозначение труб	Условный проход D_y, мм	Условные давления P_y, кГ/см², для труб из сталей групп					Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки, мм
		С	ХГ	ХМ	ХФ	ХН		
	А. Трубы под резьбовые фланцы (по МН 4969-63)							
А-IV-6/1	6	320	640	800	1000	320	15	4,5
А-IV-10/1	10						25	7
А-IV-15/1	15					—	35	9
А-II-25/1	25			—	—	320	43	10
		320	—	400	500	—	45	9
А-III-25/1			500	640	800			10
А-IV-25/1			640	800	1000		50	12
А-II-32/1	32		—	—	—	320	51	10
				400	500	320	50	9
А-III-32/1		—	500	640	800		57	12
А-IV-32/1			640	800	1000		68	16
	40		—	—	—			13
А-II-40/1		320		400	500			12
А-III-40/1	40	—	500	640	800	—	—	14
А-IV-40/1			640	800	1000		83	19
А II-60/1	60	320	—	400	500	320		14
А-III-60/1		—	500	640	800		102	20
А-IV-60/1			640	800	1000			22

Продолжение табл. 10

Обозначение труб	Условный проход D_y, мм	Условные давления P_y, кГ/см², для труб из сталей групп					Наружный диаметр D, мм	Толщина стенки, мм
		С	ХГ	ХМ	ХФ	ХН		
А-II-70/1	70	320	—	400	500	320	102	16
А-III-70/1		—	500	640	800	—	114	22
А-IV-70/1			640	800	1000		127	28
А-I-90/1	90	200	—	250	320	200	114	14
А-II-90/1		320		400	500	320	127	18
А-III-90/1		—	500	640	800	—	140	25
А-IV-90/1			640	800	1000		159	36
А-I-100/1	100	200	—	250	320	200	127	14
А-II-100/1		320		400	500	320	140	20
А-III-100/1		—	500	640	800	—	159	28
А-IV-100/1			640	800	1000		180	40
А-I-125/1	125	200	—	250	320	200	159	18
А-II-125/1		320		400	500	320	180	28
А-III-125/1		—	500	640	800	—	194	36
А-IV-125/1			640	800	1000		219	48
А-I-150/1	150	200	—	250	320	200	194	20
А-II-150/1		320		400	500	320	219	32
А-III-150/1		—	500	640	800	—	245	45
А-IV 150/1		—	640	800	1000	—	273	60

Обозначение труб	Условный проход D_y, *мм*	Условные давления P_y, *кГ/см²* для труб из сталей групп					Наружный диаметр D, *мм*	Толщина стенки, *мм*
		С	ХГ	ХМ	ХФ	ХН		
А-I-200/1	200	200	—	250	320	200	245	25
А-II-200/1		320		400	500	—	273	38
А-III-200/1			500	640	800		299	50
Б. *Трубы под сварные соединения (по МН 4997—63)*								
II-6	6	—	—	—	—	320	11	2,5
		320		400	500	—	12	3
IV-6		—	640	800	1000		15	4,5
II-10	10	—	—	—	—	320	18	3,5
		320		400	500	—	20	4,5
IV-10		—	640	800	1000		25	7
II-15	15	—	—	—	—	320		4,5
		320		400	500	—		5
IV-15	15	—	640	800	1000	—	35	9
I-25	25	200	—	250	320			5
II-25		—		—	—	320	38	6
		320		400	500		45	9
III-25		—	500	640	800			10
IV-25			640	800	1000		50	12
I-32	32	—	—	—	—	200	45	6
		200	—	250	320	—		6,5

Продолжение табл. 10

Обозначение труб	Условный проход D_y, *мм*	Условные давления P_y, *кГ/см²*, для труб из сталей групп					Наружный диаметр D, *мм*	Толщина стенки, *мм*
		С	ХГ	ХМ	ХФ	ХН		
II-32	32	—		—	—	320	48	7,5
		320		400	500		50	9
III-32		—	500	640	800	—	57	12
IV-32			640	800	1000		68	16
I-40	40		—	—	—	200	56	7
		200		250	320	—	57	
II-40		—		—	—	320	60	8,5
		320		400	500		68	12
III-40		—	500	640	800	—		14
IV-40			640	800	1000		83	19
I-60	60	200	—	250	320	200	76	9
II-60	60	320	—	400	500	320	83	14
III-60		—	500	640	800	—	102	20
IV-60			640	800	1000			22
I-70	70	200	—	250	320	200	89	11
II-70		320		400	500	320	102	16
III-70		—	500	640	800	—	114	22
IV-70			640	800	1000		127	28
I-90	90	200	—	250	320	200	114	14
II-90		320		400	500	320	127	18

Продолжение табл. 10

Обозначение труб	Условный проход D_y, *мм*	Условные давления P_y, *кГ/см²*, для труб из сталей групп					Наружный диаметр D, *мм*	Толщина стенки, *мм*
		С	ХГ	ХМ	ХФ	ХН		
III-90	90	—	500	640	800	—	140	25
IV-90			640	800	1000		159	36
I-100	100	200	—	250	320	200	127	14
II-100		320		400	500	320	140	20
III-100		—	500	640	800	—	159	28
IV-100			640	800	1000		180	40
I-125	125	200	—	250	320	200	159	18
II-125		320		400	500	320	180	28
III-125		—	500	640	800	—	194	36
IV-125			640	800	1000		219	48
I-150	150	200	—	250	320	200	194	20
II-150		320		400	500	320	219	32
III-150		—	500	640	800	—	245	45
IV-150			640	800	1000		273	60
I-200	200	200	—	250	320	200	245	25
II-200		320		400	500	—	273	38
III-200		—	500	640	800		299	50

ских производств» ЧМТУ/УкрНИТИ 518—63 и ЧМТУ/УкрНИТИ 3-248—69

3.19. Поступающие на площадку строительства или действующий завод трубы высокого давления должны иметь в обязательном порядке составленные поставщиком паспорта и сертификаты, скрепленные подписями ответственных лиц.

3.20. В сертификате указываются: марка стали, ее химический состав, номер плавки, результаты всех испытаний труб и их заготовок, результаты плавочного контроля, размеры, число труб в партии и номер технических условий, а также оценка макро- и микрошлифов и присвоенный цвет окраски стали данной марки

3.21. В паспорте на трубы высокого давления должны быть указаны: материал, из которого изготовлены трубы, режим термической обработки, которой подвергали трубы, номер и дата сертификата, результаты и дата контрольного и основного испытаний и заключение ОТК завода-изготовителя о годности для эксплуатации.

3.22. Трубы, не снабженные сертификатом или паспортом, не могут быть допущены для установки.

Б. Требования к деталям газопроводов

3.23. Все детали газопроводов высокого давления в зависимости от состава и параметров среды, а также требований, предъявляемых к материалу этих деталей, должны быть изготовлены из сталей, приведенных в табл. 11.

Все детали газопроводов, работающих под давлением 1000—2500 *кГ/см²*, должны быть изготовлены по специальным техническим условиям.

3.24. Все фасонные детали и фланцы, изготовляемые из стальных поковок, должны подвергаться термической обработке для снятия внутренних напряжений и получения необходимых механических и вязких свойств, предусмотренных табл 12.

Термообработка деталей, работающих при давлении 101—1000 и от 1001—2500 *кГ/см²*, должна проводиться по специальным техническим условиям.

Для газопроводов с рабочим давлением выше 350 *кГ/см²* применение литых фасонных деталей не допускается

Таблица 11
(к п. 3. 23)

Материалы для деталей газопроводов высокого давления

P_y, кГ/см²	Температура, °С		Наименование деталей					
	от	до	фасонные	фланцы переходные и заглушки	фланцы резьбовые	линзы	шпильки	гайки
100—320	—50	+200	20 Х18Н10Т ОХ17Н16М3Т Х17Н16М2Т Х17Н13М2Т Х17Н13М3Т	25 30Х ОХ17Н16М3Т Х17Н13М2Т Х18Н10Т	35 30Х	20 18ХГ ОХ17Н16М3Т Х18Н10Т	35ХГ2 40Х	30Х
	+201	+400	30ХМА 18ХГ 18Х3МВ 15ХФ Х23Н18 Х25Н20С2 20Х3МВФ Х18Н10Т	30ХМА 18Х3МВ	38ХА 40Х	18Х3МВ Х23Н18 Х25Н20С2	38ХА 40ХФА	35Х
100—320	+401	+510	20Х3МВФ Х23Н18 Х25Н20С2 Х18Н10Т	20Х3МВФ	25Х2МФА	18Х3МВ Х23Н18 Х25Н20С2	25Х1МФ 25Х2МФА	30ХМА

Продолжение табл. 11

P_y, кГ/см²	Температура, °С		Наименование деталей					
	от	до	фасонные	фланцы переходные и заглушки	фланцы резьбовые	линзы	шпильки	гайки
321—500	—50	+200	18ХГ 14ХГС 15ХФ 30ХМА	30Х	35 30Х	18ХГ	35ХГ2 40Х	30Х
	+201	+400	30ХМА 18Х3МВ 15ХФ Х23Н18 Х25Н20С2 20Х3МВФ Х18Н10Т	30ХМА 18Х3МВ	38ХА 40Х	18Х3МВ Х23Н18 Х25Н20С2	38ХА 40ХФА	35
321—500	+401	+510	20Х3МВФ Х23Н18 Х25Н20С2 Х18Н10Т	20Х3МВФ	25Х2МФА	18Х3МВ Х23Н18 Х25Н20С2	25Х1МФ 25Х2МФА	30ХМА
501—700	—50	+200	18ХГ 30ХМА 14ХГС 15ХФ	30Х	30Х 35	18ХГ	35ХГ2 40Х	30Х

P_y, кГ/см²	Температура, °С		Наименование деталей					
	от	до	фасонные	фланцы переходные и заглушки	фланцы резьбовые	линзы	шпильки	гайки
501—700	+201	+400	30ХМА 18Х3МВ 15ХФ Х23Н18 Х25Н20С2 20Х3МВФ Х18Н10Т	30ХМА 18Х3МВ	38ХА 40Х	18Х3МВ Х23Н18 Х25Н20С2	38ХА 40ХФА	35Х
	+401	+510	20Х3МВФ Х23Н18 Х25Н20С2 Х18Н10Т	20Х3МВФ	25Х2МФА	18Х3МВ Х23Н18 Х25Н20С2	25Х1МФ 25Х2МФА	30ХМА
701—1000	—50	+200	30ХМА	30ХМА	30Х	18Х3МВ	35ХГ2 40Х	30Х
701—1000	+201	+400	30ХМА 18Х3МВ 20Х3МВФ Х23Н18 Х25Н20С2 Х18Н10Т	30ХМА 18Х3МВ	25Х2МФА —	18Х3МВ Х23Н18 Х25Н20С2	38ХА 40ХФА	35Х

Продолжение табл. 11

P_y, кГ/см²	Температура, °С		Наименование деталей					
	от	до	фасонные	фланцы переходные и заглушки	фланцы резьбовые	линзы	шпильки	гайки
701—1000	+401	+510	20Х3МВФ Х23Н18 Х25Н20С2 Х18Н10Т	20Х3МВФ	25Х2МФА	18Х3МВ Х23Н18 Х25Н20С2	25Х1МФ 25Х2МФА	30ХМА

Примечание Разрешается применять фасонные детали

1 При наличии водородной коррозии — из стали 30ХМА до 250°С и из стали 15ХФ до 225°С

2 При наличии аммиака в газе — из сталей марок 20Х3МВФ и 18Х3МВ до 300°С

3. При наличии аммиака в газе — из сталей марок Х18Н10Т, Х23Н18 и 25ХН20С2 от температуры выше 300°С

4. Для агрессивных сред в производстве мочевины — из сталей марок Х17Н13М2Т, Х17Н13М3Т и ОХ17Н16М3Т

5 Для давлений 1001—2500 кГ/см² — из сталей по специальным техническим условиям

3.25. Поковки для деталей газопроводов высокого давления являются особо ответственными и по объему обязательных механических испытаний должны быть отнесены к группе IV согласно ГОСТ 8479—57 на поковки из углеродистой и легированной стали.

Поковки для деталей газопроводов на условное давление до 1000 *кГ/см*^{2} должны изготовляться в соответствии с техническими требованиями нормали машиностроения МН 5010—63, а при давлении от 1001 *кГ/см*^{2} и выше — по особым техническим условиям.

3 26. Приемка поковок для деталей газопроводов высокого давления производится партиями. Партия должна состоять из поковок одной плавки и одной садки. Масса партии не должна превышать 1000 *кг*.

Если изделие изготовляется непосредственно из проката, то вся партия изделий должна быть изготовлена из проката одной плавки и одной садки.

3.27. Образцы для механических испытаний от поковок массой более 500 *кг*, прошедших термообработку, отбирают по 2 шт. с обоих концов. Если партия общей массой 1000 *кг* состоит из нескольких поковок одной плавки, термически обработанных при одном и том же режиме, то образцы отбирают только от двух поковок данной партии — с одного конца по два образца. При этом твердость определяют с обоих концов. Разность пределов текучести не должна превышать 7 *кГ/мм*^{2}.

3 28. При неудовлетворительных результатах испытания хотя бы одного образца необходимо подвергнуть испытанию удвоенное число образцов. При неудовлетворительных результатах повторного испытания вся партия бракуется или направляется на повторную термическую обработку, после чего все испытания повторяются в указанном выше порядке.

При неудовлетворительных результатах повторного испытания после вторичной термообработки хотя бы одного образца вся партия бракуется или подвергается стопроцентной индивидуальной приемке.

3 29 Химический состав металла поковок или проката проверяется по сертификатам. Кроме того, производится контрольный анализ, для которого стружку металла следует отбирать на глубине 6—7 *мм* от поверхности заготовки.

Таблица 12

(к п 3.24)

Механические свойства сталей, применяемых для деталей газопроводов высокого давления

Показатели	Марки сталей															
	20	35	30Х	35Х	40Х	38ХА	18ХГ	35ХГ2	30ХМА	Х18Н10Т	40ХФА	18Х3МВ	20Х3МВФ	Х17Н13М2Т Х17Н13М3Т	25Х2МФА	25Х1МФ
Предел прочности при растяжении, $кГ/мм^2$ (не менее) . .	40	46	65	75	75	80	70	70	60	52	80	65	80	52	95	85
Предел текучести, $кГ/мм^2$ (не менее) . .	24	23	45	57	56	60	50	50	40	20	65	45	50	22	80	63
Удлинение на 5-кратном образце, % (не менее)	23	16	14	15	14	14	16	18	15	40	18	18	14	40	14	13
Сужение площади поперечного сечения (не менее)	55	32	45	45	42	55	45	45	45	55	—	—	40	—	55	38
Ударная вязкость, $кГ \cdot м/см^2$	5	6	6	6	6	8	8	8	8	10	6	12	6	—	8	6

Примечание Механические свойства сталей, применяемых для изготовления деталей газопроводов на давление 1000—2500 $кГ/см^2$, должны соответствовать приведенным в специальных технических условиях.

Химический состав стали, применяемой для изготовления фасонных деталей трубопроводов, должен соответствовать указанному в табл. 13.

3.30. К металлу, идущему на изготовление деталей газопроводов высокого давления, должны предъявляться требования, как к особо ответственным поковкам При обнаружении флокенов на одной из поковок бракуется вся партия

3.31. Детали газопроводов высокого давления, не снабженные сертификатом или паспортом, не допускаются для установки

3.32. Все размеры деталей газопроводов высокого давления должны быть выдержаны в точном соответствии с чертежами этих деталей и нормалями машиностроения МН-4969-63÷МН-50-10-63 на условные давления 200—1000 *кГ/см²* и по специальным техническим условиями для условных давлений 1000—2500 *кГ/см²*.

3.33. Резьба на деталях газопроводов высокого давления должна выполняться в соответствии с п. 6.29.

3 34. все детали газопроводов высокого давления должны иметь клейма в соответствии с техническими условиями на изготовление и рабочими чертежами.

3.35. Объем поставки деталей газопроводов высокого давления, приемка, техническая документация и упаковка определяются нормалью машиностроения МН 5010-63, а для давления 1001—2500 *кГ/см²* — специальными техническими условиями.

3 36. Для соединения фланцев, фасонных деталей, арматуры и других деталей высокого давления должны применяться шпильки и гайки, рассчитанные на соответствующее рабочее давление и температуру и изготовленные из материалов, указанных в табл. 11. Механические свойства металла готовых шпилек и гаек должны быть не ниже указанных в табл. 12.

3.37. Шпильки для газопроводов высокого давления делятся на два типа: двусторонние для фланцевых соединений с линзовым уплотнением (ГОСТ 10494-63) и упорные для присоединения газопроводов по нормали машиностроения (ГОСТ 11447-65).

3.38. Резьба на крепежных изделиях должна выполняться по второму классу точности (ГОСТ 9253-59) и проверяться калибрами.

Таблица 13
(к п 3 29)

Химический состав сталей для деталей газопроводов высокого давления, %

Составные элементы	Марки сталей							
	20	35	30Х	35Х	40Х	38ХА	18ХГ	35ХГ2
Углерод	0,17—0,24	0,32—0,40	0,25—0,33	0,31—0,39	0,36—0,44	0,35—0,42	0,15—0,21	0,32—0,40
Марганец	0,35—0,65	0,50—0,80	0,50—0,80	0,50—0,80	0,50—0,80	0,50—0,80	0,90—1,20	1,60—1,90
Кремний	0,17—0,37	0,17—0,37	0,17—0,37	0,17—0,37	0,17—0,37	0,17—0,37	0,17—0,37	0,17—0,37
Сера (не более)	0,04	0,04	0,035	0,025	0,035	0,025	0,035	0,025
Хром	Не менее 0,25	Не менее 0,25	0,80—1,10	0,80—1,10	0,80—1,10	0,80—1,10	0,90—1,20	0,40—0,70
Молибден	—	—	—	—	—	—	—	—
Вольфрам	—	—	—	—	—	—	—	—
Ванадий	—	—	—	—	—	—	—	—
Фосфор (не более)	0,04	0,04	0,035	0,025	0,035	0,025	0,035	0,025
Никель	Не менее 0,25	Не менее 0,25	—	—	—	—	—	—
Титан	—	—	—	—	—	—	—	—

Продолжение табл. 13

Составные элементы	Марки сталей							
	30ХМА	Х18Н10Т	18Х3МВФ	20Х3МВФ	Х17Н13М3Т	25Х2МФА	25Х1МФ	40ХФА
Углерод	0,26—0,33	До 0,12	0,15—0,20	0,16—0,24	До 0,10	0,22—0,29	0,22—0,29	0,37—0,44
Марганец	0,40—0,70	1,0—2,0	0,25—0,50	0,25—0,50	1,00—2,00	0,40—0,70	0,40—0,70	0,50—0,80
Кремний	0,17—0,37	До 0,80	0,17—0,37	0,17—0,37	До 0,80	0,17—0,37	0,17—0,37	0,17—0,37
Сера (не более)	0,025	0,020	0,025	0,025	0,020	0,025	0,025	0,025
Хром	0,80—1,10	17,0—19,0	2,50—3,00	2,80—3,30	16,0—18,0	2,00—2,60	1,50—1,80	0,80—1,10
Молибден	0,15—0,25	—	0,50—0,70	0,35—0,55	3,0—4,0	0,30—1,10	0,25—0,35	—
Вольфрам	—	—	0,50—0,80	0,30—0,50	—	—	—	—
Ванадий	—	—	0,05—0,15	0,60—0,85	—	0,30—0,50	0,15—0,30	0,10—0,20
Фосфор (не более)	0,025	0,035	0,03	0,30	0,035	0,03	0,03	0,025
Никель	—	9,0—11,0	—	—	12,0—14,0	—	—	—
Титан	—	5 (С—0,02) До 0,7	—	—	0,30—0,60	—	—	—

Таблица 14
(к п 3 36)

Механические свойства металла готовых шпилек и гаек для газопроводов высокого давления

Показатели	Шпильки из сталей			Гайки из сталей		
	35ХГ2	40ХФА	25Х2МФА	35Х	30Х	30ХМА
Предел прочности при растяжении, $кГ/мм^2$	70	80	85	75	65	80
Предел текучести, $кГ/мм^2$ . . .	50	65	70	57	45	65
Удлинение на 5-кратном образце, %	18	18	15	15	15	15
Ударная вязкость, $кГ \cdot м/см^2$ . .	8	6	8	6	6	6
Твердость по Бринелю *НВ* . .	197—255	235—285	255—302	217—263	183—234	229—277

Примечание Механические свойства металла готовых шпилек и гаек на давление 1000—2500 $кГ/см^2$ должны соответствовать специальным техническим условиям

3 39. При установке деталей газопроводов на горячих линиях (с рабочей температурой выше +400°С) определяется сопротивление ползучести металла, причем величина его не должна быть менее указанной в табл. 15.

Таблица 15

(к п 3 39)

Предельные значения ползучести стали для деталей газопроводов высокого давления

Температура испытания, °С	Сопротивление ползучести, *кГ/см²*, при скорости, *мм/мм·ч*						
	$1\ 10^{-7}$		$1\cdot10^{-6}$		$1\cdot10^{-6}$	$1\cdot10^{-7}$	$1\cdot10^{-7}$
	марки сталей						
	30ХМА	25Х2МФА	18Х3МВ	20Х3МВФ	Х18Н10Т	Х25Н20С2	Х23Н18
450	0,5	22,5	22,0	27,0	—	—	—
475	7,7	14,5	—	—	—	—	—
500	5,0	8,8	11,0	17,0	—	—	—
520	—	5,5	—	15,0	—	—	—
538	—	—	—	—	12,6	—	9,10
550	—	3,1	7,5	11,0	—	13,5	—
593	—	—	—	—	9,1	—	6,09
600	—	—	—	—	—	11,5	—

Примечание Характеристика ползучести стали для деталей газопроводов, применяемых в условиях давлений 1001—2500 *кГ/см²*, должна соответствовать специальным техническим условиям

Детали газопроводов (труб, фасонных частей и крепежа) необходимо рассчитывать с учетом длительной прочности и релаксации принимаемых металлов для предельных температур.

3.40. Детали газопроводов высокого давления необходимо подвергать пробному гидравлическому испытанию согласно табл. 9.

Глава 4

ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ

А. Общие требования

4.01 Выбор арматуры в зависимости от рабочих параметров и агрессивности транспортируемой среды должен производиться в соответствии с ГОСТ 356-68 по действующим каталогам, справочникам, нормалям заводов-изготовителей, указаниям Госгортехнадзора СССР и других руководящих органов.

Поскольку транспортируемые газы взрывоопасны и токсичны, выбираемая арматура должна удовлетворять требованиям повышенной герметичности запорных и сальниковых устройств, т. е. должна применяться арматура, специально предназначенная для работы в заданных рабочих условиях и для данных газов

Арматура, применяемая для всех газопроводов, на которые распространяются настоящие Правила, должна соответствовать первому классу герметичности затвора по ГОСТ 9544-60.

4.02. Допускается применение для горючих газов арматуры общего назначения, поставляемой по МРТУ 26-07-02—66, при условии соответствия конструкции и материалов, из которых она изготовлена, требованиям надежной и безопасной ее работы в условиях транспортирования газа

В этом случае перед установкой арматуры на место необходимо проводить дополнительные испытания ее на прочность и плотность корпусов и крышек, а также на герметичность уплотнительных поверхностей и сальников.

Запрещается принимать в проектах арматуру типа выпускаемой промышленностью, но с изменением условного давления, материала корпуса, типа уплотнения и т п.

4 03. Стальная арматура из углеродистых и легированных сталей разрешается к применению на газопроводах для любых сред, не агрессивных по отношению к этим материалам, в пределах параметров, указанных в каталогах, с учетом условий, изложенных в пункте 4 07.

4.04. Арматура из ковкого чугуна марки не ниже КЧ 30—6 по ГОСТ 1215—59 допускается к установке на газопроводах для горючих газов в пределах рабочих температур среды не ниже —30°С и не выше +150°С при давлении среды не выше 16 *кГ/см*². При этом для рабочих давлений среды до 10 *кГ/см*² должна применяться арматура, рассчитанная на условное давление не менее 16 *кГ/см*², а для рабочих давлений среды до 16 *кГ/см*² — арматура, рассчитанная на условное давление не менее 25 *кГ/см*².

4 05. Арматура из серого чугуна марки не ниже СЧ 15—32 по ГОСТ 1412—54 допускается к установке на газопроводах для горючих газов в пределах рабочих температур среды не ниже —10°С и не выше +100°С при давлении среды не выше 6 *кГ/см*². При этом условное давление для арматуры должно быть не менее 10 *кГ/см*².

4 06 Чугунная арматура из серого и ковкого чугуна не допускается к применению независимо от среды, рабочего давления и температуры в следующих случаях:

а) на газопроводах для сильно действующих ядовитых газов группы А/а, а также сжиженных газов группы Б/а и Б/б, кроме жидкого и газообразного аммиака;

б) на газопроводах, подверженных вибрации;

в) на газопроводах, работающих при резко переменном температурном режиме среды;

г) при возможности значительного охлаждения арматуры в результате дроссель-эффекта, вызываемого прохождением большого количества газа через узкие проходы с последующим снижением его давления, если арматура охлаждается до температуры ниже —30°С для ковкого и до —10°С для серого чугунов;

д) при транспортировании газов, содержащих воду и другие замерзающие жидкости при температуре стенки трубопровода ниже 0°С,

е) на газопроводах, работающих на растяжение;

ж) при установке отсекающей арматуры, если в га-

зопроводе в результате не предусмотренного при эксплуатации повышения температуры давление может возрасти свыше пределов, указанных в пп. 4.04 и 4.05 настоящих Правил

При наружной установке на открытом воздухе арматуру из серого чугуна можно применять при расчетной температуре воздуха не ниже —10°С, а арматуру из ковкого чугуна — не ниже —30°С.

Для жидкого и газообразного аммиака допускается применение специальной аммиачной арматуры из ковкого чугуна в пределах параметров и условий, изложенных в п. 4.04.

4.07. На газопроводах, работающих при температуре ниже —40°С, необходимо применять арматуру, изготовленную из легированных сталей, специальных сплавов или цветных металлов, имеющих при наинизшей возможной температуре корпуса арматуры ударную вязкость металла не ниже 2 $кГ \cdot м/см^2$.

Арматуру общего назначения, изготовленную из хромоникелевых сталей, как правило, применяют при температуре среды не ниже —70°С.

Для сред с температурой ниже —70°С необходимо применять арматуру специальных конструкций, учитывающих условия эксплуатации при низких температурах.

4.08 Арматуру из цветных металлов и их сплавов допускается к применению лишь в тех случаях, когда по условиям физико-химических свойств среды или другим причинам не может быть применена стальная или чугунная арматура.

4.09. Для присоединения к газопроводу разрешается применение арматуры всех видов: фланцевой, муфтовой, цапковой и приварной.

Фланцевая арматура допускается к применению для всех газопроводов и рекомендуется в случаях необходимости ее частой замены или ремонта.

Уплотняющая поверхность фланцев арматуры для газопроводов низкого давления в зависимости от среды и условного давления должна приниматься в соответствии с рекомендациями, приведенными в п. 2.16.

Муфтовые и цапковые соединения на газопроводах для горючих газов допускаются только на стальной арматуре условного прохода не более 40 *мм*.

Приварную стальную арматуру рекомендуется применять на газопроводах, к которым предъявляются повышенные требования в части плотности соединения по условиям свойств и параметров среды.

Литая и кованая арматура из легированной стали, предназначенная для вварки в трубопровод, должна иметь приваренные к ней в заводских условиях с соответствующей термообработкой патрубки длиной не менее 100 *мм* при D_y до 150 *мм* и не менее 200 *мм* при D_y свыше 150 *мм* или другой длины, обеспечивающей возможность термообработки сварных швов, выполняемых на месте монтажа с помощью переносных печей. Для обеспечения прочности сварных швов марка стали арматуры и приваренных к ней патрубков должна соответствовать марке стали всего газопровода.

При использовании арматуры и газопроводов из сталей разных марок при сварке следует руководствоваться действующими техническими условиями на сварку (утвержденными в установленном порядке).

4.10. Запорная арматура с условным проходом более 400 *мм* должна применяться с механическим приводом (шестеренчатым, червячным, электрическим, пневматическим, гидравлическим и др.). Выбор типа механического привода обусловливается соответствующими нормативными требованиями или требованиями технологического процесса.

Запорная арматура с электрическим приводом должна иметь ручное управление на случай его поломки, ремонта или наладки после установки.

В целях автоматизации управления процессом арматура с механическим приводом может применяться также и при условных проходах менее 400 *мм*.

4.11. Электроприводы к арматуре должны применяться в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ).

При установке на открытом воздухе арматуру с электроприводом разрешается применять в пределах расчетных температур наружного воздуха, указываемых в технических паспортах на электроприводы. При этом электроприводы арматуры, устанавливаемой на открытом воздухе, должны иметь соответствующее этим условиям исполнение или быть защищены от атмосферных осадков.

Смазочные масла электроприводов, редуктора и других деталей необходимо выбирать с учетом минимальной расчетной зимней температуры окружающего воздуха для данной местности.

Примечание. За минимальную расчетную температуру наружного воздуха принимается средняя температура наиболее холодной пятидневки в соответствии со СНиП П-А 6.62 (табл 1, гр 19)

4.12. Арматура с гидроприводом должна приводиться в действие гидроприводной жидкостью, физические свойства которой должны обеспечивать нормальную работу привода при данной наружной температуре в зависимости от места ее установки.

Применение в гидроприводах легковоспламеняющихся жидкостей не разрешается.

4 13. Для пневмоприводов может быть использован воздух или инертный газ, осушенный с целью исключения возможности выпадения конденсата в пневмоприводах в зимнее время Применение в пневмоприводах взрывоопасных газов запрещается

4 14. При ручном приводе арматуры можно применять ручное дистанционное управление. При применении рычагов, цепных колес, кулачков или шарнирных соединений должна быть исключена возможность искрообразования, например в результате применения некоторых сопрягающихся деталей из цветных металлов или пластмасс.

4.15. Запорная арматура с условным проходом свыше 500 *мм* при условном давлении до 16 *кГ/см*^{2} включительно и с условным проходом свыше 350 *мм* при условном давлении свыше 16 *кГ/см*^{2} для снижения усилий при открывании должна иметь обводные линии (байпасы) для выравнивания давления по обеим сторонам запорного органа.

4.16. Использовать регулирующие вентили в качестве запорных запрещается

4 17. Предохранительные клапаны и разрывные мембраны должны устанавливаться на газопроводах в соответствии с требованиями «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Б. Дополнительные требования к арматуре газопроводов высокого давления

4.18. Арматура, устанавливаемая на газопроводах высокого давления, должна изготовляться в соответствии с рабочими чертежами и техническими условиями на эту арматуру Материалы назначаются в соответствии со спецификацией рабочих чертежей.

Привод арматуры может быть ручной, электрический, гидравлический или пневматический, обеспечивающий нормальное выполнение функций технологического процесса.

При применении линзовых или овальных прокладок уплотняющая поверхность фланцев арматуры при условных давлениях до 200 *кГ/см*^{2} должна быть выполнена в соответствии с ГОСТ 12824-67 и 12825-67, а при условных давлениях 201—1000 *кГ/см*^{2} — в соответствии с ГОСТ 9400-63.

4 19. Все детали арматуры должны быть свободны от пороков, влияющих на прочность и плотность при ее эксплуатации Не допускаются срывы резьбы шпинделя, втулки и наружной резьбы патрубков корпуса и фланцев.

Резьба на корпусе патрубков и фланцах должна быть изготовлена по классу точности 2а Форма впадины резьбы должна быть закругленной Уплотняющие поверхности должны быть тщательно притерты. Штрихи, вмятины и т. п. дефекты недопустимы.

Эксцентриситет осей фонаря и корпуса не должен превышать половины допуска на диаметр шпинделя.

4.20. Сборка арматуры, испытание ее и приемка должны производиться по техническим условиям с соблюдением инструкций по сборке, испытанию и уходу за данным видом арматуры завода-изготовителя.

4.21. Каждый вентиль при отправке потребителю должен сопровождаться документом (сертификатом), удостоверяющим соответствие вентиля требованиям ГОСТ 10640—63 и техническим условиям заводов-поставщиков. Документ должен содержать:

а) наименование организации, в систему которой входит предприятие-поставщик;

б) наименование предприятия-поставщика, его местонахождение (город или условный адрес);

в) наименование и обозначение изделия и его рабочие параметры;

г) материал основных деталей;

д) результаты испытаний механических характеристик материалов, для которых установлены требования по механическим свойствам;

е) данные испытаний на прочность и плотность;

ж) тип привода и данные по настройке муфты крутящего момента;

з) номер стандарта.

Глава 5

УСТРОЙСТВО ГАЗОПРОВОДОВ

А. Размещение газопроводов

а. Общие требования

5.01. Размещение и способы прокладки газопроводов должны обеспечивать: возможность непосредственного наблюдения за техническим состоянием трубопровода, безопасность его эксплуатации, производство монтажных и ремонтных работ с применением средств механизации.

5.02. Все опорные строительные конструкции для газопроводов должны выполняться из несгораемых материалов.

5.03. На случаи возможного повышения давления против допустимого на газопроводах сжиженных газов должны устанавливаться предохранительные клапаны для сброса газа или предусматриваться другие меры защиты трубопроводов.

5.04. На газопроводах, подающих сжиженные газы в емкости, должны устанавливаться обратные клапаны. Разрешается установка одного клапана на каждой общей линии, по которой сжиженный газ подается на группу емкостей. Если один и тот же газопровод служит и для подачи, и для отбора сжиженного газа, обратный клапан не устанавливается. Обратные клапаны должны устанавливаться между источником давления и запорной арматурой.

На всех газопроводах для перекачки сжиженных газов, помимо арматуры, устанавливаемой на емкостях, перед входом в парк емкостей должны быть установлены задвижки для отключения парка от внутризавод-

ской сети в случае аварии или каких-либо неисправностей.

Задвижка устанавливается за обвалованием на расстоянии не менее 10 *м* от наружной стенки ближайшего резервуара.

5.05. Для надежного отключения от коллектора агрегатов, работающих под давлением 40 *кГ/см²* и выше, должны устанавливаться два запорных органа, между которыми необходимо предусматривать дренажное устройство с условным проходом не менее 25 *мм*, имеющее прямое соединение с атмосферой.

Допускается при давлениях в газопроводе не выше 40 *кГ/см²* предусматривать установку одного запорного вентиля (или задвижки) на ответвлении от газового коллектора. В этом случае рядом с ним должно быть фланцевое соединение для установки заглушки. Необходимо предусмотреть возможность монтажа и демонтажа этой заглушки, а также установку пробного вентиля для контроля плотности между вентилем и заглушкой.

5 06. Для отключения от коллектора газопроводов высокого давления условный диаметр пробного вентиля дренажного устройства (см. п. 5 05) должен составлять 6—10 *мм* Дренажное устройство должно иметь прямое соединение с атмосферой.

5.07. На нагнетательных линиях газовых компрессоров, работающих на общий коллектор, должна предусматриваться установка обратных клапанов между компрессором и запорной арматурой.

5.08. Допускается прокладка всасывающих трубопроводов к насосам для сжиженных горючих газов, кроме сильноядовитых, в непроходных каналах, засыпаемых сухим песком и перекрываемых железобетонными плитами. Бесканальная прокладка всасывающих трубопроводов для сжиженных газов в конструкции пола не допускается.

5.09. Не допускается прокладка газопроводов для горючих газов и для сжиженных горючих газов через бытовые, подсобные, административно-хозяйственные, складские помещения, электромашинные, электрораспределительные, трансформаторные помещения, вентиляционные камеры, помещения КИП, лестничные клетки и т. п., а также производственные помещения, не

отнесенные к категориям «А» и «Б» по пожарной опасности согласно СНиП П-М2-62.

5 10 Газопроводы можно прокладывать совместно с другими технологическими трубопроводами.

При прокладке газопроводов совместно с паропроводами в проходных и непроходных каналах необходимо руководствоваться «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды» Госгортехнадзора СССР.

В целях использования несущей способности газопроводов низкого давления допускается закрепление к ним трубопроводов меньших диаметров с обязательной проверкой расчетом труб на допустимый прогиб.

Не разрешается закрепление трубопроводов к газопроводам, транспортирующим:

а) горючие газы с токсическими свойствами;

б) сжиженные горючие газы,

в) горючие газы под давлением выше 64 $кГ/см^2$;

г) горючие газы с температурой выше +300°С.

5 11. Расстояния между параллельно прокладываемыми газопроводами, а также между газопроводами и строительными конструкциями как по горизонтали, так и по вертикали должны выбираться с учетом возможности сборки, осмотра, нанесения тепловой изоляции и ремонта трубопроводов, а также величины смещения трубопроводов при температурной деформации

Прокладка неизолированных газопроводов для сжиженных горючих газов в непосредственной близости от горячих трубопроводов или других источников тепла должна осуществляться на расстояниях, обеспечивающих безопасную эксплуатацию газопровода (в соответствии со СНиП П-Г1-62)

5 12 Совместная прокладка газопроводов силовых, осветительных и других кабелей может осуществляться только при соблюдении требований пп VII-3 82 ПУЭ и 4 22 СНиП П-М 1-62

5 13. Газопроводы, проходящие через стены или перекрытия зданий, необходимо заключать в специальные гильзы или футляры Не допускается размещение сварных стыков газопроводов внутри футляров или гильз.

5.14. Расположение внутрицеховых газопроводов и арматуры должно обеспечивать наличие необходимых

проходов в соответствии с действующими нормами техники безопасности. Газопроводы, прокладываемые по стенам внутри зданий, не должны пересекать оконные и дверные проемы

5.15. Расположение и крепление газопроводов внутри зданий должно производиться с учетом возможности свободного перемещения подъемно-транспортных устройств.

5.16. В компрессорных станциях всасывающие и нагнетательные коллекторы для горючих газов должны располагаться вне машинных залов и зданий компрессорных установок.

Указанное требование не распространяется на предприятия, проектирование которых закончено до утверждения настоящих правил.

При установке поршневых компрессоров должен производиться акустический расчет систем трубопроводов и в случае необходимости предусматривается установка специальных гасителей вибрации. Акустические расчеты должны учитывать также условия обкатки компрессоров на воздухе.

5.17. На вводах в производственные цехи и установки газопроводов для горючих газов, в том числе сжиженных, должна быть установлена (вне здания на расстоянии не менее 3 *м* и не более 50 *м* от стены здания или ближайшего аппарата, стоящего на улице) отключающая запорная арматура с дистанционным управлением.

Дистанционное управление отключающей арматурой следует располагать в диспетчерской, операторской и в других безопасных местах. Управление арматурой разрешается располагать в производственных помещениях при условии дублирования его из безопасного места.

5.18. Количество и размещение запорной арматуры на внутрицеховых газопроводах должны обеспечивать возможность надежного отключения как отдельных участков или отдельных агрегатов, так и всего газопровода.

5.19. Регулирующие клапаны должны устанавливаться только на горизонтальных участках газопроводов, причем шпиндель клапана должен располагаться вертикально (мембранной головкой вверх).

В случае необходимости регулирующие клапаны снабжаются обводной (байпасной) линией с соответствующими запорными устройствами. Байпасные узлы должны быть жестко закреплены на опорах.

5 20. На всех запорных устройствах газопроводов и аппаратов с горючими газами должны быть указатели, показывающие их состояние. «открыто», «закрыто»

5 21 Трубопроводная арматура должна размещаться в местах, доступных для удобного и безопасного ее обслуживания и ремонта Ручной привод арматуры должен располагаться на высоте не более 1,8 *м* от уровня пола помещения или обслуживающей площадки. При частом использовании арматуры привод рекомендуется располагать на высоте не более 1,6 *м*.

5.22. В местах установки арматуры и сложных трубопроводных узлов, требующих периодической разборки, массой более 50 *кг* проектом должны быть предусмотрены переносные или стационарные средства механизации для монтажа и демонтажа арматуры.

5.23. Арматура газопроводов не должна размещаться над дверными проемами или над проходами для обслуживания оборудования.

5.24. При установке привода к арматуре маховики для ручного управления должны открывать арматуру движением против часовой стрелки и закрывать — по часовой стрелке.

Направление осей штурвалов должно быть определено проектом.

5.25. Для определения правильного расположения арматуры на газопроводе необходимо в каждом отдельном случае руководствоваться указаниями, имеющимися в каталогах, технических условиях, заводских нормалях или рабочих чертежах арматуры.

5.26. Арматура, устанавливаемая на газопроводах, должна быть закреплена так, чтобы в результате температурных деформаций трубопроводов в ней не создавались изгибающие напряжения. Особое внимание на это должно быть обращено при применении чугунной арматуры.

5.27. Выхлопные стояки от предохранительных клапанов должны не менее чем на 3 *м* выступать над самой высокой точкой здания или самой высокой рабочей площадкой открытой установки (считая в радиусе

15 *м* от выхлопных стояков). Высота стояков должна составлять не менее 6 *м* от уровня земли.

Выхлопные стояки предохранительных клапанов в тех случаях, когда в них возможно скапливание влаги или жидкости, должны иметь дренажные устройства.

Объединение выхлопных стояков в общую «свечу» допустимо в случае совместимости физико-химических характеристик выбросов и при условии, что объединение линий не повлечет за собой изменения требуемых давлений открывания предохранительных клапанов, что должно быть подтверждено расчетом.

5.28. Для защиты от воздействия вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества все трубопроводы, предназначенные для транспортирования горючих газов, подлежат обязательному заземлению в соответствии с «Временными руководящими указаниями по грозозащите и защите от проявлений статического электричества производственных установок и сооружений нефтяной промышленности» и «Правилами защиты от статического электричества в производствах химической промышленности».

б. *Дополнительные требования к межцеховым газопроводам*

5.29. Газопроводы для горючих газов в пределах завода должны прокладываться преимущественно над поверхностью земли, на стойках и эстакадах.

Подземная бесканальная прокладка газопроводов для горючих газов и их смесей, в том числе для сжиженных горючих газов, а также прокладка их в подземных непроходных каналах, на территории промышленных площадок не разрешается.

Применение низких опорных конструкций для прокладки межцеховых газопроводов рекомендуется в тех случаях, когда это не препятствует движению заводского транспорта, и должно производиться в соответствии с СНиП П-Г.14-62.

Примечание. На территории промышленных предприятий допускается совместная прокладка не более трех водопроводов непосредственно в грунте, за исключением предприятий металлургической, химической и нефтехимической промышленности.

5.30. Допускается в исключительных случаях, предусмотренных проектом, прокладка газопроводов высокого давления в надежно вентилируемых проходных туннелях, имеющих проход шириной (считая между выступающими деталями трубопроводов) не менее 800 *мм* и высотой не менее 2,0 *м* Через каждые 100 *м* туннель должен иметь вход, оборудованный лестницей. При длине менее 100 *м* туннель должен иметь два входа, расположенных в противоположных концах. Для освещения туннеля должны применяться электрические лампы напряжением не более 36 *в* во взрывобезопасном исполнении. При ремонтных работах в туннелях разрешается пользоваться переносными аккумуляторными лампами.

5.31. Прокладка газопроводов, в том числе транзитных, по наружным стенам производственной части зданий не допускается.

Разрешается (в виде исключения) прокладка отдельных газопроводов низкого давления диаметром до 100 *мм* по глухому участку стены на расстоянии от оконных и дверных проемов не менее 0,5 *м*.

5 32. Не допускается прокладка газопроводов над зданиями и сооружениями, за исключением тех частей зданий и сооружений, в которых размещены производства, связанные с газопроводами

5 33. При транспортировании по газопроводу влажных или конденсирующихся газов должны предусматриваться меры, предупреждающие образование ледяных, гидратных или иных пробок. Необходимость устройства обогрева и изоляции газопроводов для влажных газов определяется расчетом.

5.34 В местах пересечения надземными газопроводами железных и автомобильных дорог не допускается установка фланцевых соединений, арматуры, водосборников и других монтажных узлов.

В случае необходимости применения фланцевых соединений (например при прокладке гуммированных труб и наличии конденсата) под газопроводами на всю ширину полотна дороги должны устраиваться сплошные поддоны с соответствующими уклонами для отвода жидкости (при течи фланцевых соединений) за пределы полотна дороги.

5.35. Расстояние от поверхности газопровода или края эстакады до стены здания, границы наружной установки или другого сооружения, до железнодорожных, автомобильных и пешеходных путей должно определяться в соответствии со СНиП П-М1-62, а также противопожарными нормами, действующими в данной отрасли промышленности, а для газопроводов топливного газа — по «Правилам безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР.

Пересечение эстакад с воздушными линиями электропередач должно выполняться в соответствии с ПУЭ.

Б. Компенсация температурных деформаций газопроводов

5.36. Для компенсации температурных деформаций газопроводов должна быть использована самокомпенсация за счет поворотов и изгибов его трассы

При невозможности ограничиться самокомпенсацией необходимо предусматривать установку на газопроводах специальных компенсирующих устройств (П-образных, линзовых, волнистых компенсаторов). Применение сальниковых компенсаторов не допускается.

5.37. П-образные компенсаторы в зависимости от условного давления можно изготовлять гнутыми из цельных труб или с применением нормализованных приварных гнутых, крутоизогнутых или сварных отводов, изготовляемых по нормалям машиностроения.

5.38. Для газопроводов, требующих периодической разборки для очистки, П-образные компенсаторы должны присоединяться к трубопроводу на фланцевых соединениях.

5.39. При необходимости продувки газопровода паром или горячим воздухом компенсирующая способность компенсаторов должна обеспечивать нормальную работу газопровода в период его горячей продувки.

5.40. П-образные компенсаторы должны устанавливаться в горизонтальном положении с соблюдением необходимого общего уклона газопровода.

При ограниченной площади компенсаторы в виде исключения могут быть установлены в вертикальном или наклонном положении петлей вверх или вниз. В этом случае они должны быть снабжены соответ-

ствующими дренажными устройствами и воздушниками.

5 41 При применении линзовых или волнистых компенсаторов на трубопроводах со строго осевым перемещением должны применяться компенсаторы с внутренними направляющими стаканами На трубопроводах с возможным отклонением от строго осевого перемещения следует применять линзовые компенсаторы со стяжками без внутреннего стакана или универсальные волнистые компенсаторы.

5 42 При установке линзовых и волнистых компенсаторов на горизонтальных газопроводах с конденсирующимися газами из каждой линзы должен предусматриваться дренаж конденсата

Линзовые или волнистые компенсаторы с внутренним стаканом при их установке на горизонтальных газопроводах должны иметь направляющие опоры с каждой стороны.

5.43 При монтаже газопроводов каждый компенсатор любого типа (П-образный, линзовый, волнистый) должен быть предварительно растянут (или сжат) на половину расчетного удлинения (или укорочения) компенсируемого участка трубопровода

Величина предварительной растяжки или сжатия компенсаторов указывается в проекте.

В. Дренаж и продувка газопроводов

5.44. Газопроводы должны иметь штуцеры с запорными устройствами для удаления воздуха при продувках инертным газом или при гидравлическом испытании. Газопроводы, транспортирующие конденсирующиеся газы или газы с содержанием паров воды, должны иметь дренажные устройства. Диаметр дренажных труб определяется расчетом

5.45. Дренажные устройства предназначаются для отвода образующегося в газопроводах конденсата и слива воды после гидравлических испытаний трубопровода и должны предусматриваться во всех низших точках трубопровода, образующих так называемый «гидравлический мешок».

Газопроводы независимо от места и способа их прокладки должны иметь уклоны (не менее) 0,002 по ходу газа и 0,003 против хода газа.

В отдельных обоснованных расчетом случаях допускается прокладка газопроводов без уклона.

5.46 Если дренажные устройства используются только во время остановок трубопроводов на освидетельствование или ремонт, в качестве дренажного устройства на трубопроводах, кроме трубопроводов для ядовитых и сжиженных газов, следует предусматривать штуцер с заглушкой, рассчитанный на соответствующее условное давление

5 47. Все устройства для отвода и сбора конденсата должны быть защищены от замерзания и обеспечивать полную безопасность обслуживания

5 48 На газопроводах, которые в процессе эксплуатации или перед ремонтом подвергаются продувке, предусматриваются штуцеры для подключения инертного газа или пара и продувочные свечи для выпуска продувочных газов в атмосферу Штуцеры должны иметь запорную арматуру.

Инертный газ или пар подключается к продувочному штуцеру газопровода посредством съемных патрубков и гибких шлангов По окончании продувки соединительные патрубки или шланги должны быть сняты, а на вентилях штуцеров установлены заглушки.

5.49. На газопроводах со сжиженными газами предусматривается штуцер с заглушкой для слива воды после гидравлических испытаний и штуцер с вентилем и заглушкой для подключения инертного газа

Опорожнение газопроводов от сжиженного газа осуществляется продувкой их инертным газом в цеховые емкости, с которыми связаны эти газопроводы.

Г. Опоры и подвески газопроводов

5 50. Все газопроводы должны монтироваться на специальных опорах или подвесках, предусмотренных ГОСТами или нормалями машиностроения

5 51. Опоры и подвески должны быть рассчитаны на собственную массу газопровода, массу воды (при гидравлическом испытании), тепловой изоляции и ледяной корки (для наружных трубопроводов) с коэффициентом 1,2, а также на горизонтальные усилия от температурных деформаций

5 52 Опоры и подвески газопроводов должны рас-

полагаться на расстоянии не менее 50 *мм* от сварных стыков газопроводов

5 53 Расположение опор и расстояние между ними определяются проектом

5 54. В проекте должны быть указаны величины необходимого предварительного смещения подвижных опор и тяг подвесок для обеспечения тепловых перемещений трубопроводов во время эксплуатации Величины предварительного смещения должны приниматься в соответствии с указаниями, приведенными в п. 6.13.

5 55. Для уменьшения трения между опорами и несущими конструкциями на газопроводах диаметром от 300 *мм* и более при прокладке их на отдельно стоящих опорах рекомендуется применять катковые опоры.

5 56 Для обеспечения проектного уклона газопроводов разрешается установка под подошвы опор металлических прокладок, привариваемых к закладным частям опорных строительных конструкций.

Установка металлических подкладок между опорами и трубопроводами не разрешается.

Д. Тепловая изоляция, обогрев, защита от коррозии и окраска газопроводов

5 57. Тепловой изоляции газопроводы подлежат в следующих случаях·

а) при необходимости предупреждения и уменьшения теплопотерь (для сохранения температуры, предотвращения конденсации, образования ледяных, гидратных или иных пробок и т п),

б) во избежание ожогов — при температуре стенки трубопровода выше +60°С, а на рабочих местах и в проходах при температуре выше +45°С;

в) при необходимости обеспечения нормальных температурных условий в помещении

Примечание. В особых случаях теплоизоляция от ожогов может быть заменена ограждением горячих трубопроводов.

5 58. В случае необходимости тепловая изоляция газопроводов может быть осуществлена совместно с обогревающим спутником

Необходимость обогрева, выбор теплоносителя, диаметр обогревающего спутника и толщина теплоизоляции

определяются проектом на основании соответствующих расчетов.

5 59. Теплоизоляционные материалы должны быть несогреваемыми В качестве основного изоляционного материала допускается использование минерального войлока с содержанием до 5% битума для теплоизоляции газопроводов с температурой среды не более 60°С и минеральной пробки с содержанием до 20% битума для газопроводов с отрицательной температурой при условии защиты их асбоцементной штукатуркой толщиной 10—15 *мм*.

5.60. Тепловая изоляция газопроводов осуществляется после испытания их на прочность и плотность и устранения всех обнаруженных при этом дефектов.

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

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

5 61 Теплоизоляционные работы и техническая приемка этих работ должны осуществляться в соответствии со СНиП III-В. 10-62 «Теплоизоляция. Правила производства и приемки работ».

5.62. Газопроводы защищают от внешней коррозии путем покрытия их различными эмалями и лаками (перхлорвиниловыми, эпоксидными и др.) способом металлизации алюминием, цинком и другими защитными средствами в зависимости от условий, в которых работают газопроводы.

5.63. Газопроводы в тепловой изоляции и окожухованные листами алюминия или оцинкованным железом не окрашиваются.

5 64. Окраска газопроводов производится в соответствии с принятой в данной отрасли промышленности системой опознавательной окраски трубопроводов.

Глава 6

МОНТАЖ И СВАРКА ГАЗОПРОВОДОВ

А. Общие требования

6.01. Монтаж газопроводов должен производиться узлами, составленными из элементов, изготовляемых с максимальной степенью механизации процессов разметки, резки и сварки металла на специализированных предприятиях или приобъектных мастерских.

Прямолинейные участки стальных газопроводов должны монтироваться плетями Перед началом монтажа узлы по возможности должны укрупняться в блоки на месте монтажа.

Детали и узлы газопроводов изготовляют на заводах или производственных базах по нормалям машиностроения на детали и деталировочным чертежам.

Монтаж газопроводов необходимо выполнять с максимальной механизацией работ. Применяемое монтажное оборудование, механизмы и приспособления должны отвечать проекту производства работ.

6.02 Подготовительные работы к монтажу газопроводов должны быть выполнены до начала монтажа. К числу этих работ относятся:

а) приемка монтируемых узлов и деталей газопроводов, арматуры, опор и конструкций, а также проверка их соответствия требованиям глав 2 и 3 настоящих Правил;

б) приемка зданий, строительных сооружений и конструкций под монтаж газопроводов;

в) проверка соответствия чертежам расположения, типа и размеров присоединительных штуцеров на оборудовании;

г) комплектование газопроводов узлами, деталями, арматурой и материалами;

д) доставка к месту монтажа узлов, секций, конструкций и деталей газопроводов;

е) устройство и подготовка рабочих подмостей, приспособлений, инструмента, монтажного оборудования и рабочих мест.

Узлы, секции, арматура и отдельные детали газопроводов перед началом монтажа должны быть осмотрены, пробки удалены, внутренняя поверхность в случае необходимости очищена. Внутренняя чистота газопроводов должна подтверждаться актом, составляемым по форме приложения 1.

Перед сборкой блоков газопроводов должна быть проверена возможность их установки в проектное положение с учетом местных условий, имеющихся грузоподъемных средств и принятой последовательности монтажа.

Фланцевые соединения блоков газопроводов должны быть полностью затянуты, а сварные стыки заварены до монтажа блоков

6 03. Обвязочные газопроводы оборудования, устанавливаемого на высоте или в вертикальном положении, в максимальном количестве должны быть смонтированы на оборудовании и изолированы до установки его в проектное положение.

6 04 При сборке стыков газопроводов должно быть обеспечено правильное фиксированное взаимное расположение стыкуемых элементов. Сварные стыки газопроводов должны находиться на расстоянии не менее 50 *мм* от опор.

Не допускается размещение вваривaемых в газопроводы штуцеров, бобышек, муфт и других деталей в местах расположения поперечных и продольных сварных швов газопровода.

Расстояние от поперечного сварного шва газопровода до начала гнутого закругления должно быть равно наружному диаметру трубы, но не менее 100 *мм* Длина прямого участка между сварными швами двух соседних гибов должна составлять не менее 100 *мм* при условном диаметре менее 150 *мм* и 200 *мм* при условном диаметре от 150 *мм* и выше.

Расстояние между кольцевыми сварными швами при вварке вставок в газопровод должно быть не менее

100 *мм*, а для газопроводов IV и V категорий — не менее 50 *мм* независимо от диаметра газопровода.

Примечание. К крутоизогнутым отводам изложенное в настоящем пункте не относится.

6.05. Устранение зазоров между торцами труб, нахлестов или несовпадения осей труб, возникших при укладке газопроводов, путем нагрева или натяжения труб или искривления осей трубопроводов категорически запрещается.

6.06. Сборка фланцевых соединений газопроводов должна осуществляться с соблюдением следующих требований:

а) резьба болтов (или шпилек) газопроводов, работающих при температуре свыше +300°С, должна быть перед установкой прографичена;

б) внутренний диаметр прокладки должен соответствовать внутреннему диаметру уплотнительной поверхности фланца и ни в коем случае не должен быть менее внутреннего диаметра трубы;

в) паронитовые прокладки перед установкой должны натираться с обеих сторон сухим графитом;

г) гайки болтов должны быть расположены на одной стороне фланцевого соединения;

д) затяжка болтов (или гаек) должна производиться равномерно с поочередным завертыванием гаек крест-накрест и соблюдением параллельности фланцев. Выравнивание перекоса фланцев путем неравномерного натяжения болтов (шпилек) и устранение зазора между фланцами при помощи клиновых прокладок или шайб категорически запрещается.

6.07. Арматура, применяемая для газопроводов, на которые распространяются настоящие Правила, должна быть снабжена сертификатами или паспортами заводов-изготовителей, содержащими указания о пределах допустимых давления и температуры при эксплуатации, а также сведения о материалах основных деталей.

Допускается наличие одного сертификата или паспорта на партию или часть партии арматуры одного типа и размера.

Арматура, не имеющая паспортов, но имеющая маркировку, может быть принята в монтаж только для

газопроводов IV категории после проведения ее ревизии и испытания.

6.08. Арматура газопроводов перед выдачей ее со склада в монтаж должна подвергаться испытаниям в соответствии с указаниями пп. 1.19 и 1.20 СНиП III-Г.9-62.

6.09. Арматура, имеющая механический привод, помимо изложенного в пп. 6.07—6.08, независимо от срока хранения перед выдачей ее в монтаж должна проходить обязательную контрольную проверку и регулировку на стенде с последующим составлением акта (по форме приложения 2), подтверждающего работоспособность привода и соответствие его паспортным данным и техническим условиям завода-изготовителя. Без предварительной проверки и регулировки установка арматуры с механическим приводом на газопровод не допускается.

При обнаружении во время проверки недопустимых дефектов и заводского брака заводу-поставщику должна быть направлена рекламация, оформленная соответствующим актом.

6.10. При установке арматуры на газопроводах должно быть соблюдено правильное направление движения потока газа, которое должно совпадать с направлением стрелки, отлитой на корпусе арматуры.

Соблюдение этого требования особенно важно при установке вентилей, обратных клапанов, линзовых и волнистых компенсаторов, измерительных диафрагм.

6.11. В местах расположения измерительных диафрагм вместо них при монтаже должны временно устанавливаться специальные монтажные кольца по нормали машиностроения МН 2869—62.

6.12. Бесфланцевая арматура перед ее приваркой должна быть открыта до отказа. Если приварка производится без подкладных колец, арматуру по окончании приварки можно закрывать только после ее внутренней очистки.

6.13. Опоры под газопроводы должны устанавливаться с соблюдением следующих правил:

а) они должны плотно прилегать к строительным конструкциям;

б) отклонение их от проектного положения не должно превышать в плане ±5 *мм* для трубопроводов внут-

ри помещений и ±10 *мм* для наружных трубопроводов; отклонение по уклону не должно превышать +0,001;

в) для обеспечения проектного уклона газопровода допускается установка под подошвы опор металлических прокладок с приваркой их к закладным частям или стальным конструкциям. Уклон газопровода проверяется приборами или специальными приспособлениями (нивелиром, гидростатическим уровнем, резьбовыми шаблонами и др.);

г) 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 от оси опорной поверхности в сторону, противоположную удлинению, на величину, равную половине этого удлинения;

д) тяги подвесок газопроводов, не имеющих тепловых удлинений, должны быть установлены отвесно; тяги подвесок газопроводов, имеющих тепловые удлинения, должны устанавливаться с наклоном в сторону, обратную удлинению, на величину половины этого удлинения;

е) пружины опор и подвесок должны быть затянуты в соответствии с указаниями в проекте; на время монтажа и гидравлического испытания газопроводов пружины должны быть разгружены распорными приспособлениями;

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

6.14. Тали, блоки и другие грузоподъемные средства, применяемые при монтаже газопроводов, следует крепить к узлам и элементам строительных конструкций, обладающим необходимой прочностью. Возможность крепления (в случае отсутствия указаний в проекте) должна быть согласована с заказчиком или проверена расчетом. Арматуру следует стропить только за корпус.

6.15. П-образные компенсаторы перед монтажом должны быть растянуты на величину, указанную в проекте, и установлены на трубопроводах вместе с распорными приспособлениями, которые удаляются после закрепления трубопроводов на неподвижных опорах.

Примечание. При монтаже газопроводов, работающих при отрицательных температурах, должно быть произведено предварительное сжатие компенсаторов

6.16. Натяжение газопроводов в холодном состоянии в размерах, указанных в проектах, должно осуществляться после окончательной установки газопроводов на опорах, закрепления всех опор, сварки и термообработки (если она необходима) всех стыков и затяжки фланцевых соединений, кроме стыков или соединений, используемых для натяжения

6 17 Газопроводы, проходящие через стены, перекрытия и другие элементы зданий или строительных сооружений, должны заключаться в стальные футляры (патроны). Участки газопроводов, заключенные в патроны, не должны иметь сварных стыков Зазоры между газопроводами и патронами на обоих концах последних должны заполняться асбестом или другим негорючим материалом

Газопроводы, прокладываемые в патронах под строительными сооружениями, предварительно должны быть испытаны гидравлическим методом, а сварные стыки — проверены физическими методами контроля

Укладка патронов под железнодорожными путями, шоссейными дорогами и другими ответственными сооружениями должна оформляться актом по форме приложения 3.

6 18 Производство работ на высоте при монтаже газопроводов допускается только с лесов, подмостей, телескопических вышек или стремянок, предусмотренных проектом организации работ

Подъем и спуск людей по конструкциям эстакад и других строительных сооружений запрещаются.

Рабочие, ведущие верхолазные работы при монтаже газопроводов, должны предварительно проходить специальный инструктаж и снабжаться специальными предохранительными поясами и обувью с нескользящей подошвой На время работы на высоте следует привязывать себя предохранительными поясами к прочно закрепленным конструкциям

6.19. Класть инструменты, материалы, спецодежду и другие предметы в монтируемый газопровод категорически запрещается

На время перерывов в работе свободные концы монтируемых газопроводов необходимо закрывать заглушками или пробками.

6 20. При сборке сварных труб большого диаметра в секции и соединении секций между собой продольные швы труб должны быть смещены относительно друг друга в шахматном порядке не менее чем на 100 *мм*. Укладывать секции следует так, чтобы продольные швы были доступны для осмотра

6 21. Окончательное закрепление газопроводов в каждом температурном блоке при их укладке на эстакадах, в каналах или лотках должно производиться начиная от неподвижных опор.

6 22. Трубы при их монтаже в траншеях в зимнее время года должны быть уложены немедленно после подчистки дна траншеи и затем засыпаны талым грунтом на высоту не менее 0,3—0,5 *м* над верхом трубопровода.

При наличии опасности затопления траншей газопроводы должны быть предохранены от всплывания.

Б. Дополнительные требования к монтажу газопроводов высокого давления

6.23. Трубы высокого давления должны храниться под навесом отдельно от других труб уложенными партиями одинакового размера и одинакового материала. Сортировать трубы на складе следует по данным сертификатов и указаниям, приведенным в пп. 3 06, 3 15, 3.16, 3 17 и 3 20.

Трубы высокого давления малых диаметров, поступающие партиями, снабжаются бирками, сохранность которых и прочность крепления к трубам необходимо обеспечить.

6 24 Трубы высокого давления, поступившие на склад, подлежат проверке для определения возможности выдачи их к установке; при этом проверяется наличие и качество необходимой документации и соответствие ее требованиям технических условий на изготовление труб.

Трубы каждой партии подвергают контрольной проверке, на основании которой устанавливают соответствие ее химическому составу и механическим свой-

ствам, приведенным в сертификате. Проверку следует проводить в таком порядке:

а. Каждую трубу с обоих концов испытывают на твердость по Бринеллю

б От каждой партии отбирают две трубы — с наибольшей и наименьшей твердостью. С одного конца каждой из них отрезают образцы для контрольных испытаний на механические свойства металла Количество образцов и способ отбора принимают в соответствии с указаниями, приведенными в пп 3 09, 3 10 и 3 11

в. Проверяют химический состав металла, для чего образцы берут от тех же труб, которые были отобраны для механических испытаний; результаты испытаний должны соответствовать требованиям п. 3.05.

При неудовлетворительных результатах испытания механических свойств проводят повторное испытание на удвоенном количестве образцов

При неудовлетворительных результатах повторного испытания вся партия труб бракуется или подвергается 100%-ной проверке механических свойств При незначительных отклонениях от предельных значений вопрос об использовании труб этой партии решается главным механиком завода

г. Каждую трубу из легированной стали подвергают проверке на содержание в ней легирующих добавок (хрома, молибдена и др).

6 25. Для допуска партии труб к монтажу после механических испытаний необходимо проводить тщательный внешний осмотр каждой трубы.

Перед внешним осмотром каждую трубу подвергают следующей проверке

а. Для удаления окалины производится протравка всех труб 10%-ным раствором соляной или серной кислоты, затем промывка водой и 15%-ным раствором щелочи (каустика), после чего опять горячей водой и протирка поверхностей насухо. Если после протравки наружная поверхность труб получается темней, необходимо ее очистить Внутренние поверхности труб должны быть очищены и проверены.

Результаты внешнего осмотра наружных и внутренних поверхностей каждой трубы являются основным показателем годности труб. Поэтому осмотр должен быть особенно тщательным, с использованием всех доступ-

ных средств. Обнаруженные дефекты — трещины, свищи, раковины, глубокие риски, закаты, плены и т п. — должны быть тщательно зачищены и осмотрены с помощью лупы. Указанные пороки необходимо ликвидировать всеми доступными способами. Глубина зачистки при этом не должна выводить толщину стенки трубы за пределы допусков.

б Для определения дефектов на наружной поверхности каждая труба должна быть подвергнута проверке методом магнитной дефектоскопии (магнофлоксу), а для определения дефектов на внутренней поверхности (кроме труб с наружным диаметром 14 *мм*) — осмотру при помощи оптических приборов, лампочкой или другими методами Если каждую трубу проверяли методом магнитной дефектоскопии на заводе-изготовителе и на это имеется соответствующая документация, то проверку при выдаче труб в монтаж производят выборочно, но не менее чем 10% от партии

Если результаты выборочной проверки оказываются неудовлетворительными, количество проверяемых труб удваивают.

Если при повторном испытании результаты окажутся также неудовлетворительными, должна быть проверена каждая труба.

в. Одновременно с наружным осмотром замеряется толщина стенок торцов трубы и наружный диаметр, проверяется соответствие допускам, указанным в ТУ на трубы, присваивается порядковый номер каждой трубе и все данные заносятся в специальную шуровую книгу Номер трубе присваивается только в том случае, если она по всем показателям ТУ признана годной.

г. Заполняются формы по приложениям 4 и 5, к которым прикладываются копии сертификатов завода-изготовителя, акты контрольной проверки механических свойств и химического состава и акт проверки магнофлоксом.

Трубы, поступившие в производство, должны быть снабжены клеймами согласно ТУ на изготовление труб и документацией, перечисленной в настоящем пункте

6.26. Если труба в процессе монтажа разрезается на две части, то на обоих вновь образовавшихся концах на расстоянии 300—400 *мм* наносят номер партии разрезанной трубы, материал трубы, присвоенный трубе

номер с добавлением соответствующего индекса и клейма организации, производившей заготовку труб.

После разрезки проверяют размеры вновь образовавшихся торцов и определяют пригодность для резьбы под фланцы.

6 27. Концы труб обрабатываются по ГОСТ 9399—63 и 9400—63 Резьба на трубах для фланцевых соединений. на фасонных частях и арматуре должна выполняться по ГОСТ 9400—63 по классу точности «2а» — ГОСТ 9253—59.

Правильность размеров резьбы должна проверяться резьбовыми калибрами Все нитки резьбы должны быть полными, чистыми, без срывов. Конусность нарезки допускается от 0,1 до 0,2 *мм* на 100 *мм* длины резьбы.

Каждый нарезанный конец трубы вместе с подобранным к нему фланцем сдается ОТК предприятия, изготовлявшего резьбу.

Люфт в резьбе фланца и трубы должны проверяться с помощью индикатора в двух положениях: при навинчивании фланца на всю длину резьбы и на половину длины резьбы. Допустимые величины люфтов должны

Таблица 16

(к п. 6.27)

Наибольшие допустимые величины люфта в резьбе фланцев трубопроводов высокого давления

Обозначение резьбы	Радиальный люфт, *мм*		Обозначение резьбы	Радиальный люфт, *мм*	
	фланец навернут полностью	фланец навернут на половину длины резьбы		фланец навернут полностью	фланец навернут на половину длины резьбы
М14×1,5	0,155	0,22	М140×4	0,31	0,47
М24×2	0.195	0,28	М155×4	0,31	0,47
М33×2	0,21	0,31	М165×4	0,31	0,47
М42×2	0,21	0,32	М175×6	0,345	0,51
М48×2	0,21	0,32	М180×6	0,345	0,52
М56×3	0,25	0,37	М190×6	0,37	0,55
М64×3	0,25	0,38	М200×6	0,37	0,55
М80×3	0,25	0,38	М215×6	0,37	0,55
М100×3	0,27	0,40	М230×6	0,37	0,56
М110×3	0,27	0,41	М240×6	0,37	0,56
М115×3	0,27	0,41	М250×6	0,37	0,56
М125×4	0,31	0.46	М265×6	0,39	0,58
М130×4	0,31	0,46	М280×6	0,39	0,59
М135×4	0,31	0,46	М295×6	0,39	0,59

быть не более указанных в табл. 16. Люфт проверяется если не проводилась проверка калибром

Дата приемки, номер трубы и ее размеры, а также правильность ее укоплектования фланцами заносятся в шнуровую книгу с заполнением формы приложения 6 ОТК проставляет на трубе и на фланце свое клеймо.

Готовая труба должна транспортироваться на место монтажа с навернутыми фланцами и резьбой, предварительно покрытой специальной смазкой.

6 28. Каждая готовая труба, поступающая в монтаж, должна проходить гидравлическое испытание (см. п. 3.05, ж). Результаты испытаний фиксируются в специальном акте.

6 29 Гнутье труб высокого давления должно осуществляться по инструкции МСН 111—66 Минмонтажспецстроя СССР.

После гнутья места изгибов должны проверяться магнофлюксом или методом цветной дефектоскопии При обнаружении надрывов, мелких трещин, расслоений и других пороков трубы бракуются Результаты осмотра фиксируются в специальной ведомости по форме, приведенной в приложениях 7 и 8.

6 30 Поступающие на склад фасонные части, фланцы и крепежные изделия газопроводов высокого давления подлежат проверке в следующем порядке·

а) проверяется прилагаемая к каждому изделию техническая документация (сертификаты, паспорта, акты и др.);

б) устанавливается соответствие данных этой документации спецификациям рабочих чертежей и техническим условиям на изготовление данных изделий;

в) проверяется маркировка каждого изделия;

г) производится наружный осмотр каждого изделия (нет ли повреждений при транспортировке и разгрузке, коррозии и т. п);

д) поверяется резьба при помощи калибров и соответствие ее:

для труб, арматуры, фасонных деталей и фланцев — классу точности «2а»;

для крепежных деталей (шпилек и гаек) — классу точности «2»;

е) проверяется соответствие чертежам всех геометрических размеров, присоединительных размеров и качество уплотняющих поверхностей;

ж) экспресс-пробой или стиллоскопом проверяется химический состав металла деталей, изготовленных из легированных сталей (хромом, молибденом, вольфрамом, ванадием);

з) проверяется калибрами резьба шпилек, болтов и гаек, после чего производится сортировка их на партии согласно нормалям, чертежам и орнаментовке.

На двух образцах от каждой партии шпилек проверяют их механические свойства, на двух образцах от каждой партии гаек — их твердость по Бринеллю. Результаты перечисленных проверок оформляются на каждый вид изделия соответствующим актом, в который должны быть занесены все индивидуальные номера принятых изделий.

6 31. Если изделие прибыло без документации, то проверка должна производиться в полном соответствии с п 6 30 со следующими дополнениями:

а) число образцов, отбираемых для определения механических свойств металла шпилек, должно составлять не менее двух от каждой партии, причем эти образцы отбирают после 100%-ного испытания металла шпилек на твердость по Бринеллю; для определения остальных механических свойств отбирают шпильки с самой высокой и с самой низкой твердостью,

б) твердость металла гаек проверяется на четырех образцах от каждой партии;

в) механические свойства металла фланцев, фасонных частей и других деталей проверяются 100%-ным испытанием на твердость;

г) химический состав металла устанавливается только для деталей, изготовленных из легированной стали, по основным легирующим элементам

6 32 Соединение труб высокого давления на фланцах должно производиться в соответствии с нормалями машиностроения МН 4969—63 по МН 5010—63.

6 33. Во избежание значительных зазоров между фланцами замыкающих участков или перекрытия требуемых зазоров при сборке газопроводов высокого давления из-за неточностей размеров заготовляемых труб

замыкающий участок должен изготовляться по замерам или шаблону точно по месту. Всяких насильственных натягов и перенапряжений при сборке газопроводов не должно быть, за исключением случаев, специально оговоренных в проекте (растяжение стояков, компенсационных узлов и т п)

6 34. Фланцы между собой должны быть параллельными Зазоры между фланцами должны проверяться щупом по всему периметру фланцев

Устранение несоосности газопровода путем излома оси во фланцевом соединении категорически запрещается.

Затяжка фланцевых соединений должна производиться постепенно, попеременным крест-накрест подтягиванием гаек с целью исключения перекосов Окончательная затяжка фланцевого соединения должна осуществляться специальными гаечными ключами (мерные ключи или ключи с указателями силы затяга), позволяющими контролировать степень затяга При отсутствии специальных ключей степень затяга можно контролировать замерами величины удлинения шпилек мерительной скобой, снабженной микрометрическим винтом с конусом

6 35 Вся арматура, устанавливаемая на газопроводах высокого давления, независимо от наличия паспортов заводов-изготовителей и срока хранения, помимо изложенного в п 6.08, перед монтажом должна проходить тщательную проверку в соответствии с изложенным в п 6 30, а также полную ревизию, в процессе которой необходимо:

а) разобрать арматуру и промыть ее в разобранном виде керосином;

б) осмотреть запорное устройство и проверить по краске притирку его основных деталей (седла и клапана);

в) проверить все разбирающиеся резьбовые соединения и глубину гнезд под шпильки;

г) собрать арматуру;

д) подвергнуть корпус арматуры гидравлическому испытанию на прочность, а запорное устройство — испытанию на плотность в соответствии с п. 6.08 (указанная работа должна выполняться на специальном стенде с соблюдением особых мер предосторожности);

е) по окончании испытаний продуть арматуру и законсервировать ее в собранном виде;

ж) предохранительные и перепускные клапаны отрегулировать на заданные проектом величины и опломбировать.

Проведенная полная проверка, ревизия, испытание и регулировка арматуры фиксируется актом по форме приложения 2 или записью в шнуровой книге с указанием каждого индивидуального номера арматуры.

Проверка арматуры с механическим приводом, помимо изложенного в настоящем пункте, должна производиться в соответствии с п. 6 09.

6.36. Порядок и техника ведения монтажа газопроводов с рабочим давлением 100—1000 *кГ/см²* должны приниматься по Инструкции МСН 70—66 Минмонтажспецстроя СССР, а газопроводов с рабочим давлением свыше 1000 *кГ/см²* — по специальным техническим условиям.

В. Сварка газопроводов

6.37. Требования настоящего раздела распространяются на сварку всех газопроводов, рассматриваемых настоящими Правилами

6.38 Сварка газопроводов может осуществляться всеми промышленными методами, обеспечивающими надлежащее качество сварных соединений.

6.39 Применение газовой сварки допускается (за исключением аустенитных сталей) только для газопроводов условным диаметром до 80 *мм* с толщиной стенки не более 3,5 *мм*.

6 40. Выбор вида сварки, порядок контроля, режимы и способы термической обработки сварных стыков (в случае необходимости ее применения) должны устанавливаться соответствующими производственными инструкциями, разработанными заводом-изготовителем или монтажной организацией, за исключением случаев, оговоренных в рабочих чертежах газопроводов.

При разработке рабочих инструкций и выполнении сварочных работ соблюдение требований настоящих Правил является обязательным. Сварочные работы должны выполняться под общим руководством лица, имеющего специальную техническую подготовку.

6.41 При проектировании и расчете на прочность сварных соединений за расчетное сечение принимается толщина стенки трубы При всех расчетах сварных швов на прочность усиление шва не учитывается.

При сварке труб и соединительных частей газопроводов с различной толщиной стенки в расчет принимается наименьшая толщина стенки свариваемых труб или соединительных частей

6 42 При сварке газопроводов и их элементов должны применяться сварочные материалы, соответствующие действующим ГОСТ и ТУ: электроды (ГОСТ 9466-60, 9457-60 и 10052—62); проволока (ГОСТ 2246-60); флюс (ГОСТ 9087-59 и ТУ на изготовление данной марки флюса); аргон (ГОСТ 10157-62); углекислый газ (ГОСТ 8050-64); ацетилен (ГОСТ 5457-60); вольфрам (ВТУ № ВЛ-24-5-62 и ТУ МРТП-НИО № 0-021-612).

Все сварочные материалы должны иметь сертификаты завода-изготовителя Перед выдачей электродов. проволоки и флюса состояние их должно проверяться внешним осмотром ответственным лицом из числа инженерно-технических работников Электроды и флюсы не более чем за сутки до сварки должны быть просушены в соответствии с инструкциями.

6 43 Применяемые при сварке присадочные материалы должны обеспечивать временное сопротивление разрыву, относительное удлинение и ударную вязкость сварного соединения (шва) не ниже показателей, предусмотренных соответствующими ГОСТами

6.44. К прихватке и сварке газопроводов могут быть допущены только сварщики, имеющие удостоверения в соответствии с требованиями правил Госгортехнадзора и сдавшие испытания. предусмотренные настоящими Правилами.

6.45. Сварщики, имеющие удостоверения, зарегистрированные в Госгортехнадзоре, но впервые приступающие к сварке газопроводов на монтаже данного объекта или имевшие перерыв в работе более 2 месяцев, должны быть подвергнуты контрольным квалификационным испытаниям, заключающимся в сварке двух пробных стыков труб из каждой марки стали, применяемой в производстве. Из этих стыков один должен

быть вертикальным и один горизонтальным. Сварка должна производиться в неповоротном положении.

6 46. Материалы, применяемые при сварке пробных стыков (основной металл, электроды, сварочная проволока), по своим механическим и другим свойствам должны полностью отвечать требованиям настоящих Правил, а подготовка к сварке, методы сборки и сварки должны удовлетворять требованиям принятой технологии.

6 47 Из пробных стыков, признанных удовлетворительными по внешнему виду, вырезают образцы, которые подвергают механическому испытанию (см. пп. 6 73—6.76).

6 48. Разделка концов свариваемых труб и деталей газопроводов, а также зазоры при сварке для газопроводов низкого давления должны соответствовать нормали машиностроения МН-2892—62, «Инструкции по сварке и контролю сварных соединений трубопроводов из легированных сталей» МСН163—68, а также нормам на смещение кромок свариваемых концов.

Правильная разделка кромок, подготовленных для сварки стыков, должна:

а) обеспечить качественный провар корня шва;

б) предохранить от образования «сосулек» и грата с внутренней стороны трубы;

в) облегчить возможность доброкачественного выполнения сварочных работ при любом положении стыка в пространстве.

6 49. При разностенности стыкуемых элементов газопровода допускается сварка без специальной обработки концов для подготовки при условии, что разница в толщине стенок свариваемых деталей и смещение их кромок не превышает 10% от толщины стенки, но не более 3 *мм*. Если разница в толщине стенок свариваемых элементов газопроводов превышает указанную величину, необходимо обеспечить плавный конический переход путей расточки толстостенной детали под углом не более 15°

6 50. Резка труб и обработка кромок под сварку может производиться механическим или любым огневым способом.

При резке огневыми способами места реза на трубах из углеродистой стали необходимо обивать от гра-

та и зачищать абразивным кругом или напильником, места реза на трубах из легированных сталей обрабатываются механическим путем на глубину не менее 3 *мм* от максимальной впадины реза.

Перед резкой огневыми способами концы труб, изготовленных из перлитной стали, подогреваются до 250—300° С. После резки кромки медленно охлаждают.

Независимо от способа обработки концов труб поверхность всех подлежащих сварке элементов должна быть зачищена до металлического блеска по скошенным кромкам и прилегающей к ним наружной поверхности трубы на ширине не менее 15 *мм* по обе стороны стыка.

6 51. Сборку сварных труб следует производить так, чтобы продольные швы каждой трубы были смещены по отношению к швам смежной трубы при диаметре труб 100 *мм* и выше не менее чем на 100 *мм*, а для малых диаметров — на $^1/_3$ длины окружности.

6 52 При сборке стыков должны применяться приспособления, обеспечивающие правильное взаимное расположение стыкуемых элементов Для фиксирования положения собранных элементов допускается наложение прихваток

6 53. Сварщик может приступить к выполнению прихваток только при выполнении требований пп 6 48—6.51 после разрешения мастера или производителя работ.

6.54 Прихватки должны выполняться тем дипломированным сварщиком, который будет сваривать стыки. При этом применяются те же электроды или та же сварочная проволока, которые предназначены для сварки Прихватки в дальнейшем не вырубаются и остаются как часть металла шва Наложение шва поверх прихваток допускается только после их зачистки, причем некачественные прихватки должны быть удалены абразивным кругом или вырубкой

Технологию наложения прихваток устанавливает монтажная организация.

6.55 В монтажных условиях газопроводы разрешается сваривать в любом пространственном положении; потолочную сварку следует по возможности не применять.

6 56. Прихватка и сварка газопроводов должны выполняться с учетом указаний, приведенных в табл. 17.

Таблица 17

(к п 6 56)

Марка стали труб	Допускаемая температура окружающего воздуха при сварке газопроводов при толщине стенки трубы, *мм*		
	до 10	10—16	свыше 16
Углеродистые стали с содержанием до 0,2% С	До —20° без подогрева		До 0° С без подогрева; ниже 0° С до —20° С с подогревом стыка до 100—150° С
Углеродистые стали с содержанием углерода более 0,2 до 0,28%	До —10° С без подогрева; ниже —10° С с подогревом до 100—150° С		До 0° С без подогрева; ниже 0° С с подогревом стыка до 100—150° С
Стали углеродистые с содержанием углерода более 0,28% и стали, закаливающиеся при охлаждении на воздухе:			
при сумме легирующих элементов до 3% и углерода до 0,18% (10Г2, 17ГС, 12МХ, 15ХМ)	Не ниже —10° С с подогревом стыка до 150—200° С при сварке аустенитными электродами и до 200—250° С при сварке неаустенитными электродами		
при сумме легирующих элементов выше 3% и углерода 0,15—0,35% (12Х1МФ, 12Х5М, Х5, 30ХМ, 20Х3МФ)	Не ниже 0° С с подогревом стыка до 200—300° С при сварке аустенитными электродами и до 300—350° С при сварке неаустенитными электродами		
Стали ферритные и полуферритные (типа 0Х13, 0Х17Т, 1Х13, Х25Т)	Не ниже +5° С. Для сталей, содержащих более 0,12% углерода, необходим подогрев стыка до 150—200° С при сварке аустенитными электродами и до 200—250° С при сварке неаустенитными электродами		
Стали аустенитные типа Х18Н10Т, Х17Н13М2Т	Сварка допускается при температуре не ниже —20° С. Необходимость подогрева определяется в зависимости от условий работы газопровода		

Примечания:

1 *При температуре окружающего воздуха ниже — 20°С сварка газопроводов из углеродистой стали должна выполняться с подогревом до 100—150°С по специальной технологии и ТУ, утвержденным соответствующими министерствами*

2. При сварке легированных сталей необходимость подогрева и его температура определяются по специальным инструкциям

3 Необходимость и режим термической обработки сварных стыков должны оговариваться в проекте.

6 57. Подогрев металла труб может осуществляться любыми доступными техническими средствами, не нарушающими технологию сварки стали данной марки и обеспечивающими равномерный нагрев до указанной в табл. 17 температуры по всей окружности стыка на длину 50—100 *мм*, но не менее двух толщин стенки в обе стороны от стыка.

6.58. Сварка стыков труб из стали Х5М и ей подобных должна выполняться без перерыва в работе до полной заварки всего стыка. Не допускается прекращения работы по сварке стыка до заполнения хотя бы 0,5—0,6 его толщины. При вынужденных перерывах в работе следует обеспечить медленное равномерное охлаждение металла путем обвертывания стыка слоем асбеста или применения других средств, предохраняющих от резкого охлаждения зоны сварки.

По возобновлении сварки стыка, выполняемого с подогревом, следует тщательно очистить его от грязи, шлака и брызг, снова разогреть до температуры, указанной в табл 17, и поддерживать эту температуру до окончания сварки стыка

6 59 Каждый стык, выполненный на монтаже, после сварки должен быть отмечен клеймом сварщика, выполнявшего сварку Клеймо выбивается на расстоянии 30—50 *мм* от шва со стороны, доступной для осмотра. Наплавка клейма не разрешается.

6 60 При необходимости термообработки сварных соединений монтажная организация может применять любые способы и режимы термической обработки, обеспечивающие получение механических свойств металла в соответствии с требованиями настоящих Правил

6 61 Контроль качества сварных соединений должен обеспечивать выполнение требований ГОСТ 3242-54, 6996-66, 7512-55 и соответствующих инструкций.

В объем работ по контролю должны входить:

а) систематический пооперационный контроль в процессе изготовления и монтажа трубопровода,

б) внешний осмотр готовых сваренных швов;

в) проверка физическими методами — просвечиванием рентгено-лучами и гамма-лучами или ультразвуковым методом;

г) механическое испытание образцов, вырезанных из контрольных стыков;

д) проверка твердости сварных стыков газопроводов низкого и высокого давления из сталей перлитного класса;

е) проверка на межкристаллитную коррозию сварных соединений из нержавеющих сталей в соответствии с требованиями чертежей и ТУ;

ж) металлографические исследования сварных соединений газопроводов высокого давления

6 62 Пооперационный контроль должен состоять из следующих операций:

а) проверки состояния и качества подлежащих сварке деталей трубопроводов, арматуры и сварочных материалов;

б) контроля качества сборки под сварку;

в) контроля технологии и режима сварки.

6 63. Внешнему осмотру подлежат все сваренные стыки после их очистки от шлака, окалины, брызг раскаленного металла и других загрязнений.

На сварных стыках не допускаются следующие дефекты.

а) трещины в шве и зоне термического влияния, выходящие на поверхность металла шва или основного металла;

б) большие наплывы в местах перехода сварного шва к основному металлу трубы (переход от наплавленного металла к основному должен быть плавным),

в) подрезы в местах перехода от шва к основному металлу глубиной более 0,1 толщины стенки трубы, но не более 1 *мм* На одном стыке допускается подрез общей протяженностью не более 30% длины шва;

г) ноздреватость, скопления пор, бугристость поверхности шва, кратеры и прожоги;

д) усиление шва высотой более 2,5 *мм* при толщине стенок труб до 10 *мм*, более 3 *мм* при толщине стенок труб 10—22 *мм* и более 4 *мм* при толщине стенок труб более 22 *мм*;

е) перелом оси трубы в месте сварки, превышающий допуск на кривизну, предусмотренный ТУ на поставку труб.

6 64. Стыки, имеющие трещины или перелом оси газопровода более допустимых, бракуются; остальные дефекты исправляются по разработанной монтажной организацией технологии.

6 65. Контролю физическими методами должны подвергаться стыки, наихудшие из числа принятых по внешнему осмотру в количестве, предусмотренном п 2 51 СНиП III-Г.9—62

6 66 При физических методах контроля сварные швы бракуются, если в них обнаруживаются следующие дефекты:

а) трещины любых размеров и направлений, свищи, сетка или цепочка пор, шлаковые или другие инородные включения, непровары в корне шва, межваликовые несплавления;

б) непровар при одностороннем шве без подкладного кольца глубиной более 10% толщины стенки трубы, если она не превышает 20 *мм*, и более 2 *мм* при толщине стенки свыше 20 *мм*;

в) одиночные поры, включения вольфрама и др размером свыше 10% от толщины стенки, если толщина не превышает 20 *мм*, и более 2 *мм*, если толщина стенки свыше 20 *мм*, в количестве более 3 на каждые 100 *мм* шва;

г) в неповоротных стыках, сваренных в потолочном положении, без подкладных колец, допустим мениск (внутренняя вогнутость шва) глубиной до 10% от толщины стенки, но не более 1,5 *мм* при толщине стенки свыше 14 *мм*.

6 67 Исправление дефектов сварных стыков разрешается, если протяженность участков с недопустимыми дефектами меньше 30% окружности стыка Исправление дефектов подчеканкой запрещается Дефектные места швов должны быть вырублены и заварены вновь.

В остальных случаях дефектный стык должен быть удален из газопровода и на его месте вварен патрубок длиной не менее 100 *мм*. Вырубка негодного шва фиксируется в журнале сварочных работ

6 68. При получении неудовлетворительных результатов контроля физическими методами хотя бы одного стыка проверяется удвоенное количество стыков; если при этом будут вновь выявлены недопустимые дефекты, то проверяются все стыки газопровода, сваренные данным сварщиком Сварщик от работы должен быть отстранен и подвергнут внеочередной переаттестации по правилам Госгортехнадзора. Дефектные стыки должны быть переварены.

6 69 Все исправленные стыки или участки должны быть проверены физическими методами контроля в соответствии с настоящими Правилами

6 70 Обязательными видами механических испытаний являются испытания на растяжение, изгиб (загиб) и ударную вязкость (при толщине стенки более 12 *мм*)

6 71 Для проведения механических испытаний каждый сварщик должен сварить контрольные стыки в количестве не менее указанных (табл 18).

Таблица 18

Условный проход трубы, *мм*	Число контрольных стыков
6, 10, 15	4
25, 32, 40, 50, 70, 90	2
100, 125, 150, 200	1

При необходимости проведения испытаний на межкристаллитную коррозию должно быть сварено на два стыка больше, чем указано для условных проходов 6, 10, 15, 25 *мм*, и на один стык больше при условных проходах 32, 40, 50 *мм*

Контрольные стыки при сварке труб условным проходом 32 *мм* и более изготовляются после сварки не более 50 производственных стыков, а при сварке труб условным проходом 6, 10, 15, 25 *мм* — после сварки 100 производственных стыков

При диаметре труб более 600 *мм* разрешается сваривать контрольные пластины.

6 72 Из сваренных контрольных стыков или пластин вырезаются заготовки для изготовления:

а) двух образцов для испытания на статическое растяжение,

б) двух образцов для испытания на статический изгиб (загиб);

в) одного образца для металлографического исследования;

г) трех образцов для испытания на ударную вязкость (при толщине стенки трубы более 12 *мм*);

д) четырех образцов для испытания на межкристаллитную коррозию (по требованию проекта)

Сварные стыки труб диаметром менее 50 *мм* и при толщине стенки до 4 *мм* испытываются на сплющива-

ние, для чего из них вырезаются образцы в виде колец шириной, равной диаметру

6 73 Вырезку образцов из контрольных стыков и пластин можно производить либо газовой резкой с припуском 4—5 *мм* на каждую сторону реза, либо любым механическим способом без припуска.

Окончательная форма и размеры придаются образцам при их механической обработке без применения предварительной правки в холодном и горячем состоянии

6.74 Механические испытания сварных образцов должны подтвердить их соответствие следующим требованиям

а) временное сопротивление при испытании на статическое растяжение не должно быть меньше нижнего предела временного сопротивления металла свариваемых труб,

б) угол загиба при испытании на статический загиб должен быть не менее приведенных ниже в зависимости от марки стали и методов сварки (табл. 19).

Таблица 19

Марка стали	Дуговая сварка		Газовая сварка
	стенка толщиной 20 *мм* и менее	стенка толщиной более 20 *мм*	
Углеродистые стали с содержанием углерода менее 0,23% (типа 10Г2) .	100	100	70
Перлитные стали типа Х5М, 30ХМА, ЭИ579, 15ХМ	50	40	30
Ферритные стали .	100	50	—
Аустенитные стали . .	100	100	—

Примечание Отдельные образцы независимо от марки стали, вырезанные из стыков, сваренных методом оплавления, могут иметь угол загиба 40°

в) ударная вязкость при испытании на ударный изгиб должна быть не менее значений, приведенных в п 6 43 настоящих Правил;

г) в образце, сплющенном до просвета, равного трем толщинам стенки трубы, не должно быть трещин

6.75. Результат испытаний металла шва определяется как среднее арифметическое из данных, полученных при испытании отдельных образцов. При этом резуль-

таты считаются удовлетворительными, если среднее арифметическое значение испытаний не ниже норм, приведенных в п 6 74, а, б, в, и результаты испытаний отдельных образцов отличаются от этих норм не более чем на 10% в сторону уменьшения, а для ударной вязкости — не более чем на 2 $кГ \cdot м/см^2$ ниже установленной нормы при нормальной температуре (+20° С)

6 76 При получении неудовлетворительных результатов по какому-либо виду испытаний контрольного стыка допускается повторное испытание по этому виду на удвоенном количестве образцов, вырезанных из данного стыка, причем, если хотя бы одно испытание будет неудовлетворительным, следует вырезать и испытать два производственных стыка, сваренных проверяемым сварщиком Если и в этом случае получится неудовлетворительный результат по любому виду испытания, сварщик от работы должен быть немедленно отстранен и подвергнут внеочередной переаттестации в соответствии с правилами Госгортехнадзора, а все 100% сваренных им стыков должны быть проверены физическими методами контроля

6 77 Независимо от изготовления контрольных стыков представитель заказчика имеет право потребовать вырезки производственного стыка. Исследования механических свойств вырезанного производственного стыка должны производиться в соответствии с ГОСТ 6996-66.

Качество единичных стыков, сваренных во время эксплуатации или ремонта, контролируется с соблюдением тех же требований, за исключением требований о вырезке образцов Для выполнения единичных сварок может быть допущен только опытный дипломированный сварщик

6 78 После проведения каждого из перечисленных выше контрольных испытаний должна быть составлена документация в соответствии с п. 8 01, которая подписывается всеми лицами, проводившими испытания.

6 79 Журнал сварочных работ должен вестись регулярно по форме, приведенной в приложениях 9 и 10, для всех газопроводов.

По требованию заказчика журналы сварочных работ предъявляются технадзору заказчика.

6 80 Порядок ведения сварочных работ для газопроводов с рабочими давлениями 10—1000 $кГ/см^2$ дол-

жен приниматься по техническим условиям на сварку трубопроводов высокого давления МРТУ 26-01-9-67, разработанным Иркутским филиалом НИИХИММАШа и утвержденным Министерством химического машиностроения, а для газопроводов с рабочим давлением свыше 1000 $кГ/см^2$ — по специальным техническим условиям

Глава 7

ИСПЫТАНИЕ СМОНТИРОВАННЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

А. Общие требования

7.01. Все газопроводы, на которые распространяется действие настоящих Правил, после окончания монтажа подвергаются наружному осмотру и испытанию на прочность и плотность, за исключением газопроводов низкого давления, работающих под давлением от 0,95 *кГ/см*^{2} (абс.) до 1 *кГ/см*^{2} (изб.), которые подлежат только испытанию на плотность в соответствии с п. 7.38.

7.02. Вид испытания и величины испытательных давлений указываются в проекте для каждого газопровода.

В случае отсутствия в проекте этих указаний вид испытания выбирается монтажной организацией и согласовывается с технадзором заказчика, а величины испытательных давлений принимаются в соответствии с указаниями настоящей главы.

7.03. Наружный осмотр газопроводов имеет целью проверку их готовности к проведению испытаний. При этом проверяется правильность установки арматуры, легкость открытия и закрытия запорных устройств, снятие всех временных приспособлений, окончание всех сварочных работ и (в необходимых случаях) проведение термообработки.

7.04. Испытание газопроводов должно проводиться только после того, как газопровод полностью собран на постоянных опорах или подвесках, установлены все врезки, штуцеры, бобышки, арматура, дренажные устройства, спускные линии и воздушники.

7.05. Испытанию следует по возможности подвергать полностью весь газопровод. Если необходимо проводить испытание отдельными участками, разбивка на

участки производится монтажной организацией по согласованию с заказчиком.

7.06. При испытании на прочность и плотность испытываемый участок газопровода должен быть с обеих сторон отсоединен от аппаратов и других трубопроводов заглушками; использование запорной арматуры для отключения испытываемого участка газопровода не разрешается.

7.07. При проведении испытания вся арматура, установленная на испытываемом участке газопровода, должна быть полностью открыта, сальники уплотнены, все врезки, штуцеры, бобышки для КИП и другие открытые врезки надежно заглушены. Перед испытанием газопровода необходимо проверить наличие специальных монтажных колец в местах расположения камерных измерительных диафрагм (см. п. 6.11).

7.08. Места расположения заглушек, люков и т. п. на время проведения испытания должны быть отмечены предупредительными знаками и пребывание около них людей должно быть исключено.

7.09. Манометры, применяемые при испытании газопроводов, должны быть проверены и опломбированы.

7.10. Разрешается проводить испытание газопроводов из бесшовных труб или заранее изготовленных и испытанных блоков независимо от вида труб с нанесенной тепловой или антикоррозийной изоляцией при условии, что сварные монтажные стыки и фланцевые соединения остаются неизолированными и доступны для осмотра.

7.11. При неудовлетворительных результатах испытания обнаруженные дефекты должны быть устранены, а испытание повторено.

Подчеканка сварных швов запрещается.

Устранение дефектов во время нахождения газопровода под давлением не разрешается.

7.12. Испытания газопроводов должны проводиться под непосредственным руководством производителя работ или мастера при участии представителя заказчика в строгом соответствии с проектом и настоящими Правилами.

7.13. О проведении испытания газопроводов на прочность и плотность составляется соответствующий акт по форме приложения 11.

7.14. Испытание на прочность и плотность газопроводов, работающих под давлением $P_у \leqslant 100$ *кГ/см*^{2}, может быть гидравлическим или пневматическим.

Как правило, эти газопроводы испытывают гидравлическим методом. Порядок и технику проведения испытаний принимают в соответствии со специальными инструкциями.

7.15. Испытание на прочность и плотность газопроводов, работающих под давлением более 100 *кГ/см*^{2}, должно производиться только гидравлическим методом.

Порядок и техника проведения испытаний газопроводов, работающих под давлениями 101—1000 *кГ/см*^{2}, должны приниматься по Инструкции МСН 70—66 Минмонтажспецстроя СССР, а газопроводов, работающих по давлением более 1000 *кГ/см*^{2}, — по специальным техническим условиям.

7.16. Испытания газопроводов на прочность и плотность должны проводиться одновременно независимо от метода испытания (гидравлического или пневматического).

7.17. Замена гидравлического испытания газопроводов, работающих под давлением меньше 100 *кГ/см*^{2}, пневматическим испытанием допускается в следующих случаях:

а) если несущие строительные конструкции не рассчитаны на заполнение этих газопроводов водой;

б) при температуре окружающего воздуха ниже 0° С;

в) если применение воды недопустимо по техническим причинам.

Б. Гидравлическое испытание

7.18. Гидравлическое испытание газопроводов должно проводиться преимущественно в теплое время года при положительной температуре окружающего воздуха.

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

7.19. Величина испытательного давления ($P_{исп}$) на прочность устанавливается проектом и должна составлять:

а) 1,5 $P_{раб}$, но не менее 2 *кГ/см*^{2} для стальных газопроводов при рабочих давлениях 1—5 *кГ/см*^{2}, а также для газопроводов, работающих при температуре стенки выше +400 ° С, независимо от давления;

б) 1,25 $P_{раб}$, но не менее $P_{раб}+3$ *кГ/см*^{2} для стальных газопроводов при рабочих давлениях свыше 5 *кГ/см*^{2}.

7.20. Обвязочные трубопроводы аппаратов до ближайшей отключающей арматуры испытываются совместно с аппаратами. Величина испытательного давления трубопровода должна соответствовать величине испытательного давления аппарата.

7.21. Газопроводы, работающие под вакуумом, а также отводящие газ на факел для сжигания, испытываются на прочность давлением 2 *кГ/см*^{2}, а на плотность — давлением 1 *кГ/см*^{2}.

7.22. Испытываемый газопровод можно заливать водой непосредственно от водопровода или насосом при условии, чтобы давление, создаваемое в газопроводе насосом, не превышало испытательного давления.

7.23. Требуемое испытательное давление создается гидравлическим прессом или насосом, подсоединяемым к испытываемому трубопроводу через два запорных вентиля.

После достижения испытательного давления газопровод отключается от пресса или насоса.

Испытательное давление газопроводов низкого давления выдерживают в течение 5 *мин* (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего давления, при котором проводят тщательный наружный осмотр и обстукивание испытываемого трубопровода (испытание на плотность).

Испытательное давление газопроводов высокого давления выдерживают в течение 10 *мин* (испытание на прочность), после чего его снижают до рабочего, при котором проводят наружный осмотр и обстукивание газопровода. По окончании обстукивания давление вновь повышают до испытательного и выдерживают еще 5 *мин*, после чего опять снижают до рабочего, при котором вторично (окончательно) тщательно осматривают трубопровод.

После окончания гидравлических испытаний все воздушники на газопроводе должны быть открыты и

трубопровод должен быть полностью освобожден от воды через соответствующие спускники.

7.24. Результаты гидравлического испытания на прочность и плотность признаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло падения давления по манометру, а в сварных швах труб, корпусах арматуры, во фланцевых соединениях и во всех врезках не обнаружено течи и запотевания.

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

В. Пневматическое испытание

7.26. Пневматическое испытание на прочность разрешается только для газопроводов низкого давления с ограничениями, изложенными в пп. 7.29, 7.30, 7.31 и 7.32.

7.27. Величина испытательного давления при пневматическом испытании газопроводов на прочность определяется как указано в пп. 7.19, 7.20 и 7.21.

7.28. Пневматическое испытание газопроводов должно производиться воздухом или инертным газом.

7.29. При пневматическом испытании обстукивание молотком газопроводов, находящихся под давлением, не разрешается.

7.30. При пневматическом испытании газопровода на прочность величина испытательного давления и дли-

Таблица 20

Условный проход газопровода, *мм*	Предельное испытательное давление, *кГ/см²* (изб.)	Наибольшая длина участка, *м*	
		трубопроводов внутри помещения	наружных трубопроводов
До 200	20	100	250
200—500	12	75	200
Свыше 500	6	50	150

Примечание. В исключительных случаях, обусловленных требованиями проекта, разрешается проводить пневматическое испытание газопроводов на прочность с отступлением от требований настоящего пункта. При этом испытание должно проводиться в строгом соответствии со специально разработанной (для каждого случая) инструкцией, обеспечивающей надлежащую безопасность работ.

на испытываемого участка газопровода не должны превышать следующих величин (табл. 20).

7.31. В случае установки на газопроводе арматуры из серого чугуна величина давления при пневматическом испытании на прочность должна составлять не более 4 *кГ/см*^{2}.

Примечание. Указанные в пп. 7.30 и 7.31 ограничения не распространяются на пневматическое испытание газопроводов на плотность после предварительно проведенного гидравлического испытания на прочность.

7.32. Пневматическое испытание газопроводов на прочность не разрешается в действующих цехах, а также на эстакадах и в каналах, где уложены газопроводы, находящиеся в работе.

7.33. При пневматическом испытании газопроводов на прочность давление воздуха должно подниматься постепенно с осмотром газопровода на следующих этапах:

а) при рабочих давлениях 1—2 *кГ/см*^{2} осмотр производится при 0,6 пробного давления и при полном рабочем давлении;

б) при рабочем давлении выше 2 *кГ/см*^{2} осмотр производится при 0,3 и 0,6 пробного давления и при полном рабочем давлении.

При каждом промежуточном осмотре газопровода подъем давления должен временно прекращаться.

7.34. На время проведения пневматических испытаний газопроводов на прочность как внутри помещений, так и снаружи должна устанавливаться охраняемая зона. Минимальное расстояние зоны должно составлять не менее 25 *м* при надземной прокладке и не менее 10 *м* при подземной прокладке. Границы охраняемой зоны должны отмечаться флажками.

7.35. Во время подъема давления в газопроводе и при достижении в нем испытательного давления на прочность пребывание кого-либо в зоне охраны запрещается.

Осмотр газопровода разрешается лишь после того, как испытательное давление будет снижено до рабочего. Осмотр должен производиться специально выделенными для этой цели и проинструктированными лица-

ми. Нахождение в зоне охраны кого-либо, кроме этих лиц, запрещается.

7.36. Компрессор и манометры, используемые при проведении пневматического испытания газопроводов, должны находиться вне зоны охраны. Трубопроводы, подводящие сжатый воздух к испытываемому газопроводу, должны быть предварительно испытаны на прочность гидравлическим методом.

7.37. Для наблюдения за зоной охраны устанавливаются специальные посты. Число постов для наружных газопроводов определяется из расчета один пост на 200 *м* длины газопровода. В остальных случаях число постов определяется с учетом местных условий, с тем чтобы охрана зоны была надежно обеспечена. При проведении испытаний в вечернее или ночное время охранная зона должна быть хорошо освещена.

Примечание. Изложенное в пп. 7.34—7.37 не относится к проведению пневматического испытания газопроводов на плотность после предварительно проведенного испытания на прочность.

7.38. Испытание газопроводов с давлением до 1 *кГ/см*^{2} на плотность производится воздухом или инертным газом.

Величина испытательного давления в этих случаях должна приниматься по табл. 21.

Таблица 21

Рабочее давление в газопроводе, *кГ/см*^{2}	Испытательное давление, *кГ/см*^{2}
До 0,05	0,2
От 0,051 до 0,5	$P_{раб} + 0{,}3$
Свыше 0,51 до 1,0	$P_{раб}$, но не менее 0,85

Для газопроводов низкого давления с рабочим давлением выше 1 *кГ/см*^{2} величина испытательного давления при испытании на плотность должна приниматься равной величине рабочего давления.

Г. Промывка и продувка газопроводов

7.39. Все газопроводы (независимо от диаметра, назначения и рабочего давления) должны промывать-

ся водой или продуваться сжатым воздухом в соответствии с указаниями проекта.

Промывка и продувка газопроводов должны производиться по специально разработанным схемам, согласованным с заказчиком.

О проведении промывки и продувки газопроводов составляется акт по форме приложения 12.

7.40. Промывка газопроводов водой должна быть интенсивной, со скоростью воды в трубопроводе 1—1,5 *м/сек* и проводиться до появления чистой воды на выходе из промываемого газопровода. После промывки газопровод полностью опорожняется от воды и продувается сжатым воздухом.

7.41. Продувка газопроводов должна производиться под давлением воздуха, равным рабочему, но не более 40 *кГ/см*^{2}. Продолжительность продувки, если нет специальных указаний в проекте, должна составлять не менее 10 *мин*.

Продувка газопроводов, работающих при избыточном давлении до 1 *кГ/см*^{2} или вакууме, должна производиться под давлением воздуха не более 1 *кГ/см*^{2} (изб.).

7.42. Во время промывки или продувки газопровода арматура, установленная на спускных линиях, и тупики должны быть полностью открыты, а после окончания промывки или продувки тщательно осмотрены и очищены.

7.43. Монтажные шайбы, устанавливаемые вместо измерительных диафрагм, могут быть заменены рабочими диафрагмами только после промывки или продувки газопровода.

Д. Дополнительное испытание газопроводов на плотность

7.44. Все газопроводы (за исключением указанных в п. 7.38), на которые распространяются настоящие Правила, в том числе все вакуумные трубопроводы, помимо обычных обязательных испытаний на прочность и плотность, должны подвергаться дополнительному испытанию на плотность с определением падения давления за время испытания.

Цеховые газопроводы должны проходить дополнительное испытание на плотность совместно с оборудованием, которое они обслуживают.

7.45. Дополнительное испытание газопроводов на плотность производится воздухом или инертным газом после испытания на прочность и плотность, промывки или продувки.

7.46. Дополнительное испытание газопроводов на плотность должно производиться давлением, равным рабочему, а вакуумных трубопроводов и трубопроводов стравливания газов на факел (факельных линий) — давлением в 1 *кГ/см*^{2} избыт.

Продолжительность дополнительного испытания на плотность газопроводов, как цеховых, так и межцеховых, независимо от рабочего давления должна составлять не менее 24 *ч* и указываться в проекте для каждого газопровода, подлежащего этому испытанию.

7.47. Порядок проведения дополнительного испытания на плотность для газопроводов низкого давления должен приниматься в соответствии с Инструкцией МСН 109-66 Минмонтажспецстроя СССР, для газопроводов, работающих под давлением 101—1000 *кГ/см*^{2}, — в соответствии с Инструкцией МСН 70-66 Минмонтажспецстроя СССР, а для газопроводов, работающих под давлением свыше 1000 *кГ/см*^{2}, — по специальным техническим условиям.

7.48. Результаты дополнительного пневматического испытания на плотность межцеховых газопроводов признаются удовлетворительными, если скорость падения давления оказывается не более 0,1 %/*ч* в газопроводах для токсичных горючих газов и 0,2 %/*ч* в газопроводах для прочих горючих газов.

Указанные нормы относятся к газопроводам условным проходом до 250 *мм* включительно. При испытании газопроводов условным диаметром более 250 *мм* нормы падения в них определяются умножением приведенных величин на поправочный коэффициент, определяемый по формуле

$$K=\frac{250}{D_{вн}},$$

где $D_{вн}$ — внутренний диаметр испытываемого газопровода, *мм*.

Если испытываемый газопровод состоит из участков различных диаметров, то средний внутренний диаметр газопровода определяется как указано в инструкциях, названных в п. 7.47.

7.49. Допустимая скорость падения давления при дополнительном испытании на плотность цеховых газопроводов определяется проектом с учетом специфических свойств транспортируемой среды (токсичности, текучести, степени взрывоопасности и т. п.) и геометрического объема испытываемой системы, но не должна составлять более 0,05 %/*ч* в газопроводах для токсичных горючих газов и 0,1 %/*ч* в газопроводах для прочих горючих газов.

7.50. Указанные в пп. 7.48 и 7.49 нормы допустимого падения давления при дополнительном испытании газопроводов на плотность относятся к вновь смонтированным газопроводам, а также к действующим газопроводам, подвергающимся этому виду испытаний в соответствии с п. 9.58.

При промежуточных испытаниях (например, после остановки на ремонт или чистку) продолжительность дополнительного пневматического испытания на плотность как для межцеховых, так и для цеховых газопроводов может быть сокращена по усмотрению администрации предприятия, но не менее чем до 4 *ч*.

7.51. После окончания дополнительного испытания на плотность и определения падения давления за время испытания по каждому газопроводу должен быть составлен акт по форме приложения 13.

Глава 8

ПРИЕМКА СМОНТИРОВАННЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

8.01. Сдача-приемка смонтированных газопроводов в эксплуатацию совместно с промышленными объектами или отдельно (например, межцеховые газопроводы) должна осуществляться в соответствии со СНиП III-А. 10-66.

8.02. При сдаче законченных монтажом газопроводов, работающих под давлением до 100 *кГ/см*^{2}, монтирующие организации обязаны представлять заказчику следующую техническую документацию в зависимости от категории трубопроводов (табл. 22).

8.03. При сдаче законченных монтажом газопроводов, работающих под давлением свыше 100 *кГ/см*^{2}, помимо технической документации, перечисленной в п. 8.02, монтирующие организации должны представлять заказчику следующую дополнительную документацию:

1) акты приемки в монтаж труб, арматуры, деталей газопроводов и деталей соединения трубопроводов (приложение 18);

2) ведомости индивидуальной проверки труб высокого давления перед выдачей их в монтаж (приложение 5);

3) ведомости арматуры высокого давления (приложение 19);

4) ведомости деталей (фасонных частей) газопроводов высокого давления (приложение 20);

5) ведомости деталей соединения газопроводов высокого давления (приложение 21),

6) ведомости учета принятых труб высокого давления после механической обработки (приложение 6);

7) ведомости учета гнутых труб высокого давления (приложение 7);

Таблица 22

№ п/п.	Наименование сдаточной документации	Номер приложения	Категория трубопроводов			
			I	II	III	IV
1	Акты проверки внутренней очистки газопроводов	1	+	+	+	+
2	Паспорта на арматуру и акты испытания трубопроводной арматуры (если оно производилось)	2	+	+	+	+
3	Акты на укладку патронов	3	+	+	+	+
4	Журналы сварочных работ	9,10	+	+	—	—
5	Акты испытания газопроводов на прочность и плотность	11	+	+	+	+
6	Акты промывки и продувки газопроводов	12	+	+	+	+
7	Акты дополнительного пневматического испытания газопроводов на плотность	13	+	+	+	+
8	Акты готовности траншей и опорных конструкций к укладке газопроводов	15	+	+	+	+
9	Заключение о качестве сварных соединений	16	+	+	+	+
10	Протоколы механических испытаний сварных образцов	17	+	+	+	+
11	Сертификаты на трубы и сварочные материалы	—	+	+	+	+
12	Списки сварщиков, участвовавших в сварке газопроводов, с указанием номера удостоверения и клейма	—	+	+	+	+
13	Исполнительные схемы газопроводов	—	+	—	—	—
14	Акты на предварительную растяжку (сжатие) компенсаторов	—	+	+	+	+

8) акты проверки гнутых труб высокого давления магнофлоксом (приложение 8);

9) ведомости учета контрольных стыков (приложение 22);

10) журналы проверки качества электродов, сварочной проволоки, флюса и аргона для проведения сварочных работ (приложение 23);

11) акты проверки технологических свойств электродов (приложение 24);

12) журналы режима термообработки сварных стыков (приложение 25);

13) акты на предварительную растяжку (сжатие) компенсаторов (приложение 26).

8.04. Смонтированные газопроводы принимаются рабочей комиссией, в задачи которой входят:

а) тщательный наружный осмотр смонтированных коммуникаций;

б) проверка полноты и качества монтажа, в частности проверка наличия всех шпилек, гаек, линз и их соответствия орнаментовке;

в) сравнение смонтированных коммуникаций с их исполнительными схемами с одновременной проверкой всех клейм;

г) проверка правильности гнутья труб (радиусов гибов, эллиптичности и т. п.);

д) выборочная разборка одного или двух фланцевых соединений, проверка резьбы, линз и т. п. (только для газопроводов высокого давления);

е) тщательный наружный осмотр сварных соединений трубопроводов;

ж) проверка документации.

Глава 9

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

А. Надзор и обслуживание

9.01. Администрация предприятия, которому принадлежат газопроводы для горючих газов, обязана содержать их в соответствии с требованиями настоящих Правил, а также других действующих межотраслевых и ведомственных норм и правил, обеспечивая безопасность обслуживания и надежность их работы.

9.02. Для ведения надзора за состоянием газопроводов и безопасностью их обслуживания руководство предприятия должно назначить приказом по предприятию ответственное лицо, имеющее соответствующую техническую квалификацию и практический опыт.

9.03. На все газопроводы, работающие под давлением более 100 *кГ/см*^{2}, а также на газопроводы, работающие под давлением менее 100 *кГ/см*^{2} I категории условным проходом от 80 *мм* и более и II, III, IV категории условным проходом от 125 *мм* и более, администрацией предприятия должен быть заведен специальный паспорт, составленный в двух экземплярах. К обоим экземплярам паспорта должна быть приложена исполнительная схема данного газопровода с нанесенными всеми трубопроводными деталями и указанием марок установленной на нем запорной, регулирующей и другой арматуры, а также всех контрольно-измерительных приборов и мест расположения фланцевых соединений и поперечных сварных швов. Один экземпляр паспорта должен храниться в заводоуправлении, другой — у лица, ответственного за эксплуатацию газопровода, назначенного приказом по предприятию.

Все записи, дополнительно вносимые в паспорт газопровода, должны одновременно фиксироваться в обоих экземплярах. Форма паспорта газопровода приведена в приложении 14.

9.04. Для предотвращения аварий из-за остаточных деформаций, возникающих вследствие ползучести, а также нестабильности структуры металла, газопроводы для горючих газов и их смесей диаметром выше 100 *мм* должны находиться под тщательным и систематическим наблюдением. Это относится к газопроводам, работающим под давлениями:

а) свыше 100 *кГ/см*^{2} при температуре 400° С и выше;

б) до 100 *кГ/см*^{2} при температуре выше 400° С (трубы из углеродной стали);

в) до 100 *кГ/см*^{2} при температуре выше 450° С (трубы из легированной стали).

Наблюдение, контрольные замеры и вырезки должны производиться в соответствии с инструкцией, разработанной владельцем газопровода на основании «Инструкции по наблюдению и контролю за металлом паропроводов и пароперегревателей».

9.05. Обслуживание газопроводов должно быть поручено лицам, обученным по программе техминимума, знающим схему трубопровода и сдавшим экзамен. Знания обслуживающего персонала должны проверяться в установленном порядке, не реже одного раза в год.

9.06. Ввод газопровода в работу и уход за ним должны осуществляться по инструкции, утвержденной руководством предприятия и составленной применительно к требованиям настоящих Правил.

9.07. На рабочих местах должны быть вывешены упрощенные схемы газопроводов с нанесением всей необходимой арматуры и контрольно-измерительной аппаратуры, обеспечивающей принятие правильных мер при возникновении аварии.

9.08 Надежная, безаварийная работа газопровода и безопасность его обслуживания должны обеспечиваться постоянным наблюдением за состоянием газопровода и его деталей, своевременным и качественным ремонтом в объеме, определенном при осмотре и ревизии газопроводов, поверочными гидравлическим и пневматическим испытаниями в сроки, установленные инструк-

цией, и обновлением всех элементов газопровода по мере износа и структурного изменения металла.

9.09. Максимально допустимый срок службы каждого газопровода для горючих газов и их смесей, после которого должны быть полностью заменены все элементы газопровода, устанавливается администрацией предприятия в зависимости от условий эксплуатации, физико-химических свойств транспортируемых газов и их рабочих параметров.

Б. Наружный осмотр газопроводов

9.10. В период эксплуатации газопроводов для горючих газов независимо от параметров рабочей среды постоянное и тщательное наблюдение за состоянием наружной поверхности трубопроводов и их деталей (сварных швов, фланцевых соединений, включая крепеж, антикоррозийной защиты и изоляции, дренажных устройств, компенсаторов, опорных конструкций и т. п.) является основной обязанностью обслуживающего персонала.

Особое внимание при этом следует обращать на арматуру, установленную на газопроводах, которая должна быть всегда в исправном состоянии. Состояние фланцевых соединений и сальниковых уплотнений внутрицеховой арматуры, являющихся наиболее опасными местами утечки газа, должно проверяться не реже одного раза в сутки путем обхода и визуального осмотра.

9.11. Кроме указанного в п. 9.10, все газопроводы для горючих газов должны подвергаться контрольному тщательному осмотру специально назначенными лицами не реже одного раза в год. Время осмотра следует приурочить к одному из очередных ремонтов.

9.12. Наружный осмотр газопроводов, проложенных открытым способом, можно проводить без снятия изоляции. Однако при наличии каких-либо сомнений в состоянии стенок или сварных швов трубопроводов по указанию ответственного лица предприятия изоляция должна быть частично или полностью удалена.

9.13. Наружный осмотр существующих газопроводов, уложенных в непроходных каналах или бесканально, должен проводиться путем вскрытия и выемки

грунта на отдельных участках длиной не менее 2 *м* каждый и снятия с газопровода изоляции преимущественно в местах наличия сварных швов. Число участков в зависимости от характера газопровода и условий его эксплуатации устанавливается ответственным лицом, назначенным в соответствии с п. 9.02 из расчета одного участка на каждые 200—300 *м* длины газопровода, но не менее двух участков на каждый газопровод.

Примечание. Подземная прокладка (в каналах или бесканально) вновь сооружаемых цеховых и межцеховых газопроводов для горючих газов в соответствии с п. 5.29 настоящих Правил не допускается.

9.14. При наружном осмотре газопровода должно быть проверено:

а) состояние сварных швов;

б) состояние фланцевых соединений, включая крепеж;

в) герметичность всех соединений;

г) правильность работы опор;

д) состояние и работа компенсирующих устройств;

е) состояние дренажных устройств;

ж) состояние уплотнений арматуры;

з) вибрация газопроводов;

и) рост остаточных деформаций горячих газопроводов, указанных в п. 9.04;

к) состояние изоляции и антикоррозийных покрытий.

9.15. Осмотр опор и креплений газопроводов, подверженных вибрации, а также фундаментов под опоры и эстакад для газопроводов должен производиться не реже одного раза в три месяца; замеченные при этом дефекты должны быть немедленно устранены.

9.16. Результаты наружного осмотра газопроводов и их деталей фиксируются в паспорте газопровода и удостоверяются подписью ответственного лица.

9.17. Обнаруженные при наружном осмотре дефекты газопроводов должны быть устранены с соблюдением необходимых мер по технике безопасности, а исполнение отмечено в паспорте газопровода.

В. Ревизия газопроводов

9.18. Основным методом контроля за надежной и безопасной работой газопровода для горючих газов являются периодические ревизии, при которых проверяется состояние трубопроводов, арматуры и других элементов и деталей газопроводов.

Результаты ревизии должны служить основанием для суждения о состоянии всего газопровода.

9.19. Как правило, ревизия газопровода должна быть выборочной, совмещаться по времени с наружным осмотром его и приурочиваться к планово-предупредительному ремонту отдельных агрегатов, а также к остановочному ремонту группы цехов или всего завода.

9.20. Сроки проведения выборочной ревизии газопроводов устанавливает администрация предприятия с учетом специфики производства, коррозионности среды, результатов наружного осмотра и предыдущей ревизии, а в отдельных случаях они могут зависеть от нарушений или изменений технологического процесса. Периодичность ревизии газопроводов должна быть в пределах от 1 до 4 лет.

Первая выборочная ревизия газопроводов для неагрессивных или малоагрессивных сред на объектах вновь осваиваемых производств должна производиться не позднее чем через 2 года после ввода объекта в эксплуатацию.

9.21. Объем выборочной ревизии газопроводов для горючих газов, работающих при давлениях до 100 *кГ/см*^{2}, должен быть:

а) для обвязочных внутрицеховых газопроводов — не менее двух участков одного агрегата при температуре среды от —70 до +400° С и не менее одного участка каждого агрегата при температуре среды выше +400° С;

б) для межцеховых газопроводов и внутрицеховых коллекторов — не менее одного участка каждого коллектора или каждого межцехового газопровода независимо от рабочей температуры среды.

Примечание. Под агрегатом понимается группа аппаратов и машин, соединенных обвязочными трубопроводами и предназначенными

для осуществления определенной части технологического процесса (например, агрегат газоразделения, компрессорный агрегат и т. п.).

Под коллектором понимается газопровод, объединяющий ряд параллельно работающих агрегатов.

9.22. Объем выборочной ревизии газопроводов для горючих газов, работающих при давлениях от 100 *кГ/см*^{2} и выше, должен быть не менее:

а) двух участков одного цеха или установки для холодных трубопроводов (например, один отвод от коллектора и один отвод из коммуникаций агрегата);

б) одного участка каждого агрегата для горячих трубопроводов.

9.23. Выбор участков для ревизии газопроводов производится ответственным лицом, назначенным администрацией предприятия в соответствии с п. 9.02 совместно с руководством цеха. При выборе следует намечать участки минимальной протяженности, работающие в наиболее тяжелых условиях, где вероятнее всего происходит максимальный износ трубопроводов вследствие коррозии, эрозии, вибрации и других причин. Кроме того, при выборе участков должны учитываться также результаты предшествовавшего наружного осмотра.

9.24. При выборочной ревизии намеченного участка газопровода необходимо:

а) провести наружный осмотр согласно техническим условиям и требованиям настоящих Правил;

б) произвести внутренний осмотр газопроводов при помощи лупы, лампы РВП или других средств; внутренняя поверхность труб при этом должна быть очищена от грязи и отложений, а в случае необходимости — протравлена; демонтаж трубы для внутреннего осмотра при наличии фланцевых или других разъемных соединений производится при помощи разборки этих соединений; при цельносварном газопроводе производится вырезка участка газопровода, работающего в особо тяжелых условиях и подверженного эрозии или коррозии проницаемостью глубиной до 0,5 *мм* в год;

в) простучать молотком (при отсутствии изоляции) и промерить в нескольких местах, наиболее подвержен-

ных износу, толщину стенки ультразвуковым толщиномером или засверловкой с последующей заваркой отверстий;

г) при обнаружении в процессе осмотра дефектов в сварных швах или при возникновении сомнений в их качестве произвести вырезку пробок для металлографических испытаний; для определения качества сварных швов может быть применен магнитографический метод (магнофлокс) или метод просвечивания гамма-лучами;

д) проверить механические свойства металла, вырезав образцы в двух различных местах ревизуемого участка трубопровода, наиболее подверженных влиянию температуры, коррозии, эрозии и т. п., или путем определения твердости металла; способ проверки механических свойств металла, т. е. проверка твердости или вырезка образцов, определяется главным механиком предприятия с учетом результатов визуальной проверки;

е) проверить состояние фланцевых соединений, привалочных поверхностей, прокладок, крепежа и т. д., а также фасонных частей и арматуры, если таковые имеются на ревизуемом участке;

ж) на горячих участках произвести замеры деформаций по состоянию на время производства выборочной ревизии и проверить документацию по фиксированию наблюдений за ползучестью.

9.25. При выборочной ревизии газопроводов высокого давления, работающих при давлении среды от 100 *кГ/см*^{2} и выше, кроме перечисленного в п. 9.24, детали демонтированного для ревизии участка (трубы, фланцы, линзы, крепежные изделия и т. д.) необходимо подвергнуть всестороннему исследованию. Должны быть произведены:

а) полный обмер трубы с определением толщины стенки как по концам, так и в наиболее утоненной части; для замеров толщин стенок труб и фасонных частей можно применять ультразвуковые толщиномеры или засверловку с последующей заваркой отверстия;

б) ревизия резьбы фланцевого соединения;

в) определение твердости на наружной поверхности в нескольких точках (для горячих участков);

г) определение химического состава металла на внутренней поверхности;

д) определение механических свойств металла труб или деталей на продольных образцах, взятых из разных мест по длине трубы или детали, отбракованных по толщине стенки или по другим видам дефектов;

е) исследование макро- и микроструктуры металла на образцах, взятых из разных мест по длине трубы и толщине стенки.

Аналогичным исследованиям должны быть подвергнуты и остальные детали демонтированной трубы (фланцы, линзы, шпильки, гайки и т. п.).

9.26. Результаты выборочной ревизии заносят в паспорт газопровода и сопоставляют с первоначальными данными (приемки после монтажа или результатами предыдущей ревизии), после чего составляют акт выборочной ревизии; для газопроводов высокого давления к акту прикладывают первичные документы исследованных деталей.

9.27. Результаты ревизии считаются удовлетворительными, если обнаруженные отклонения находятся в допустимых пределах и не выходят за пределы требований настоящих Правил.

9.28. При неудовлетворительных результатах ревизии должны быть проверены еще два аналогичных участка, из которых один должен являться продолжением ревизуемого участка, а второй — аналогичным ревизуемому участку, но на другом агрегате. При проверке дополнительных участков в первую очередь проверяется показатель, давший неудовлетворительный результат.

9.29. Если при ревизии газопроводов будет обнаружено, что первоначальная толщина стенки трубы или другой детали под действием коррозии или эрозии уменьшилась, возможность дальнейшей работы газопровода должна быть проверена расчетом: для газопроводов низкого давления — по СН 373-67, для газопроводов высокого давления — по МРТУ-26-01-10-67.

9.30. Все участки газопровода, подвергавшиеся в процессе выборочной ревизии разборке, резке и сварке, после сборки должны быть испытаны на прочность и плотность в соответствии с главой 7 настоящих Правил, а результаты испытаний должны быть зафиксированы в паспорте газопровода (см. приложение 14).

9.31. При получении неудовлетворительных результатов ревизии дополнительных участков (см. п. 9.28)

должна быть проведена генеральная выборочная ревизия этого газопровода, а также участков других газопроводов, работающих в аналогичных условиях с разборкой до 30% каждого из указанных газопроводов.

Генеральная выборочная ревизия газопроводов должна также производиться:

а) в производстве аммиака: трубопроводы, предназначенные для транспортирования азотоводородных и других водородсодержащих газовых смесей при температуре среды до 200° С, — через 24 года, при температуре среды свыше 200° С — через 8 лет;

б) в производстве метанола:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей, содержащих, кроме водорода, окись углерода при температуре среды до 200 °С, — через 15 лет, при температуре среды свыше 200° С — через 6 лет;

в) в производстве капролактама:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей при температуре среды до 200° С, — через 10 лет; трубопроводы, предназначенные для транспортирования окиси углерода при температуре свыше 200° С, — через 8 лет;

г) в производстве синтетических жирных спиртов (СЖС):

трубопроводы, предназначенные для транспортирования водородных газовых смесей при температуре среды до 200° С, — через 10 лет, при температуре среды свыше 200° С — через 8 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования пасты (катализатор с метиловыми эфирами) при температуре среды до 200° С, — через 3 года;

д) в производстве мочевины:

трубопроводы, предназначенные для транспортирования плава мочевины от колонны синтеза до дросселирующего вентиля, — через 1 год;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования аммиака от подогревателя до смесителя при температуре среды до 200° С, — через 18 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования углекислого газа от компрессора до смесителя при температуре среды до 200° С — через 6 лет;

трубопроводы, предназначенные для транспортирования углеаммонийных солей (карбамата) при температуре среды до 200° С, — через 4 года.

Генеральная выборочная ревизия газопроводов для горючих газов других химических производств должна также производиться:

а) газопроводов для неагрессивных газов, работающих под давлением до 100 *кГ/см²* при температуре среды до 200° С, — через 10 лет;

б) то же, при температуре среды 200—400° С — через 8 лет;

в) газопроводов, работающих под давлением до 100 *кГ/см²* при температуре среды до 400° С, для среднеагрессивных газов со скоростью коррозии до 0,5 *мм* в год, выполненных из труб углеродистой стали, — через 6 лет.

При неудовлетворительных результатах генеральной выборочной ревизии администрацией предприятия назначается полная ревизия газопровода.

При полной ревизии разбирается весь газопровод полностью и проверяется состояние труб и всех деталей, а также арматуры, установленной на газопроводе. Методы контроля и испытаний при этом должны быть аналогичны указанным в пп. 9.13, 9.25 и 9.26.

Сроки и обязательность полной ревизии газопроводов настоящими Правилами не регламентируются и определяются органами надзора или администрацией предприятия, если необходимость в ней подтверждается результатами генеральной выборочной ревизии.

9.32. Все обнаруженные во время генеральной выборочной или полной ревизии газопровода дефекты должны быть устранены, а пришедшие в негодность участки и детали трубопровода заменены новыми.

9.33. После проверки и последующей сборки газопровод должен быть подвергнут испытанию на прочность и плотность в соответствии с главой 7 настоящих Правил.

9.34. Результаты генеральной выборочной и полной ревизии газопровода, в том числе данные о замене труб и их деталей, результаты гидравлического и пневматического испытаний и т. п., заносятся в паспорт газопровода и скрепляются подписями ответственных лиц.

Г. Обслуживание, ревизия и ремонт арматуры

9.35. Арматура газопроводов является наиболее ответственным элементом коммуникаций, в связи с чем со стороны предприятия должны быть приняты необходимые меры по организации постоянного и тщательного надзора за ее исправным состоянием, за своевременным и качественным проведением ревизии и ремонтов.

Эксплуатационный персонал может быть допущен к обслуживанию электроприводной арматуры или арматуры с другими механическими приводами только после соответствующего обучения и получения специального инструктажа.

9.36. При применении арматуры с сальниками особое внимание следует обращать на набивочный материал (как на его качество, так и на размеры), а также на укладку набивки в сальниковую коробку.

9.37. Набивка асбестовая прожиренная и прографиченная может быть использована для рабочих температур не выше 200° С, так как при более высоком нагреве жировые вещества вытекают и плотность набитого сальника очень быстро снижается.

9.38. Для температур выше 200° С и давлений до 250 *кГ/см*^{2} можно применять прографиченную асбестовую набивку. Отдельные, укладываемые из нее кольца следует пересыпать слоем толщиной до 1 *мм* сухого, чистого, хлопьевидного (чешуйчатого) графита.

9.39. Для высоких температур рекомендуется применять специальные набивки, в частности асбометаллические, пропитанные особыми составами, стойкими к разрушению и вытеканию под влиянием транспортируемых сред и высокой температуры.

9.40. Для давлений от 320 *кГ/см*^{2} и выше и температуры более 200° С применение специальных набивок обязательно. Набивка для сальников выбирается в соответствии с ГОСТ 5152—66.

Для сальников арматуры, работающей при высоких температурах и давлениях, рекомендуется применять специальные набивки:

а) асбестовый шнур прорезиненный, вулканизированный, снаружи графитизированный и пропитанный специальным составом, марки НВДТ-1, поставляемый

по МВТУ МХП № ШАУ-40-54 для давления до 320 *кГ/см²* и температуры до 200° С;

б) асбестовый шнур с латунной проволокой, прорезиненный, вулканизированный, снаружи графитизированный и пропитанный специальным составом, марки НВДТ-2, для давления до 600 *кГ/см²* и температуры до 200° С, поставляемый по указанным выше ТУ;

в) асбестовый шнур с латунной проволокой, прорезиненный, вулканизированный, снаружи графитизированный, для давления до 650 *кГ/см²* и температуры 350—370° С, марки НВДТ-2, поставляемый по указанным выше ТУ;

г) прорезиненная асбометаллическая набивка (с металлическим сердечником) марки АПТС производства Ленинградского завода асботехнических изделий для давления до 320 *кГ/см²* и температуры до 400° С.

При работе с высокими температурами применяется специальная арматура с охлаждением (воздушным и водяным) сальниковых коробок.

9.41. Сальниковая набивка арматуры должна быть изготовлена из плетеного шнура квадратного сечения со стороной, равной ширине сальниковой камеры. Из такого шнура должны быть на оправке нарезаны отдельные кольца со скошенными под углом 45° концами.

Отдельные кольца набивки должны укладываться в сальниковую камеру вразбежку линий разреза и с уплотнением каждого специальной деревянной оправкой, соответствующей размерам шпинделя к сальниковой камере.

Сальниковая набивка должна иметь такую высоту, чтобы грундбукса в начальном положении входила в сальниковую камеру на глубину не более $^1/_6 \div ^1/_7$ ее высоты, но не менее чем на 5 *мм*.

9.42. Сокращение толщины набивки расколачиванием ее молотком во избежание разрыва волокон и разрушения оплетки не допускается.

9.43. Для обеспечения плотности сальникового уплотнения следует следить за чистотой поверхности шпинделя и штока, а также за сохранностью рабочей части шпинделя.

9.44. Прокладочный материал для уплотнения соединения крышки с корпусом арматуры должен применять-

ся с учетом химического воздействия на него проходящей среды.

9.45. Ход шпинделя в задвижках и вентилях должен быть плавным: затвор при открывании или закрывании арматуры должен перемещаться без заедания.

9.46. В собранных обратных клапанах тарелка клапана должна садиться на седло правильно, без перекосов, и перемещаться в своем направлении свободно, без заедания.

9.47. Предохранительные клапаны пружинного типа должны иметь рычаги для контрольной продувки, периодичность которой устанавливается рабочей инструкцией. Периодичность ревизии предохранительных клапанов определяется отраслевыми инструкциями в зависимости от условий и характеристики среды.

9.48. Перед монтажом рычажных или пружинных предохранительных клапанов их необходимо предварительно отрегулировать на установочное давление. В период эксплуатации правильность регулировки клапана следует периодически проверять на испытательном стенде согласно утвержденной инструкции.

9.49. Пружины для предохранительных клапанов следует испытывать на сохранение упругости путем трехкратного сжатия до полного соприкосновения витков и выдержке в этом состоянии не менее 2 *мин.* После такого испытания высота пружины не должна сокращаться по сравнению с первоначальной.

9.50. Запорная арматура должна открываться вручную полностью до упора, закрываться — с нормальным усилием для создания плотности. Применение добавочных рычагов при открывании или закрывании арматуры не допускается.

9.51. Подтяжка сальниковых болтов или шпилек во избежание перекосов при уплотнении набивки должна производиться равномерно.

9.52. Трубопроводная арматура, установленная на газопроводах для горючих газов, для проверки исправности ее действия независимо от параметров среды должна ежеквартально опробоваться в рабочих условиях.

При опробовании проверяется герметичность сальникового устройства и исправность действия затворно-

то механизма без проверки герметичности уплотнительных поверхностей.

9.53. Ревизия и ремонт трубопроводной арматуры должны производиться во время выборочной или полной ревизии трубопроводов, а также во время остановки отдельных агрегатов или цехов на ремонт.

Арматура, установленная на коллекторах, ревизия которой связана с остановкой цеха, должна ревизоваться во время остановочных ремонтов.

Сроки ревизии арматуры, работающей в условиях полимеризующейся, кристаллизующейся, коррозионной и т. п. среды, должны устанавливаться техническим надзором предприятия с учетом специфических условий.

9.54. Ревизию и ремонт трубопроводной арматуры допускается производить как на месте ее установки, т. е. без демонтажа ее с линии, так и со снятием ее с линии, ремонт и ревизия арматуры высокого давления должны производиться по инструкции, утвержденной в установленном порядке.

9.55. При ревизии арматуры независимо от категории трубопроводов должны быть выполнены следующие работы:

а) внешний осмотр арматуры;

б) разборка ее для осмотра и ремонта уплотнительных деталей;

в) тщательный осмотр состояния отдельных деталей: шпинделя, клапана и его крепления, гнезда клапана и его крепления, ходовой гайки, подшипников и т. д.;

г) тщательный осмотр внутренней поверхности корпуса арматуры на предмет обнаружения явлений коррозии, эррозии и других дефектов;

д) сборка арматуры после устранения дефектов и замены изношенных деталей с проверкой опрессовкой плотности клапан — седло;

е) опрессовка собранной арматуры вместе с трубопроводом, газом при рабочем давлении;

ж) перед опрессовкой на герметичность — регулировка предохранительных устройств на специальном стенде на заданные по проекту величины, после чего предохранительное устройство пломбируется, а результаты регулировки заносятся в журнал или паспорт этого устройства.

9.56. При обнаружении неплотностей в прокладках между корпусом и крышкой, а также в затворе арматура должна быть отремонтирована со снятием ее в случае необходимости с трубопровода. Дефекты на уплотнительных поверхностях затвора должны быть устранены проточкой, шлифовкой или притиркой, прокладки заменены новыми. По окончании ремонта арматура должна быть проверена на исправность действия и подвергнута испытаниям в соответствии с действующими правилами и ГОСТами.

9.57. При ревизии арматуры, установленной на газопроводах, предназначенных для транспортирования среднеагрессивных газов (со скоростью коррозии до 0,5 *мм* в год), должно быть обеспечено наблюдение за износом корпуса арматуры путем первоначального и последующего замеров его толщины с помощью специальных приборов.

Д. Периодические испытания газопроводов

9.58. Надежность газопровода для горючих газов проверяется путем периодических гидравлических и пневматических испытаний.

Сроки проведения указанных испытаний должны назначаться:

а) для газопроводов, работающих под давлением до 100 *кГ/см*^{2} при температуре среды до 200° С, — один раз в 5 лет;

б) для тех же газопроводов, но работающих при температуре среды свыше 200° С, — один раз в 4 года;

в) для газопроводов, работающих под давлением свыше 100 *кГ/см*^{2} и предназначенных для транспортирования азотоводородных газовых смесей:

горячие участки (с температурой 200—400° С) — один раз в 4 года;

холодные участки (с температурой до 200° С) — один раз в 8 лет;

г) для тех же газопроводов, но предназначенных для транспортирования газовых смесей, содержащих, кроме водорода, также и окись углерода (метанольные смеси):

горячие участки (с температурой 200—400° С) — один раз в год;

холодные участки (с температурой до 200° С) — один раз в 3 года.

9.59. Величина испытательного давления и порядок проведения гидравлического и пневматического испытаний газопроводов должны соответствовать требованиям, изложенным в главе 7 настоящих Правил.

Результаты периодических испытаний газопроводов должны фиксироваться актом, составленным по форме приложения 11, и заноситься в паспорт газопровода.

Е. Основные требования по технике безопасности при эксплуатации газопроводов

9.60. При эксплуатации газопроводов для горючих газов и их смесей необходимо строго соблюдать настоящие правила, специальные нормы и правила по технике безопасности, действующие в данной отрасли промышленности, и рабочие инструкции по обслуживанию газопровода.

9.61. Ремонт газопроводов для горючих газов должен выполняться с соблюдением рабочих инструкций, составленных управлением завода на основе настоящих Правил, с учетом специфичности проводимых технологических процессов, а также пожаро- и взрывоопасности производства, цеха или установки.

9.62. Запрещается производить подтяжку крепежных деталей фланцевых или муфтовых соединений для ликвидации пропусков газа, если система находится под давлением. Повышать давление и снижать его следует постепенно, по установленному регламенту.

Производство каких-либо ремонтных работ на газопроводах, находящихся под давлением, не допускается.

9.63. При разборке фланцевых соединений после того, как произведен спуск давления из системы, не следует снимать сразу все гайки болтового соединения, а необходимо ослаблять их постепенно, «крест-накрест», и, только когда начнет разъединяться соединение привалочных поверхностей, произвести полную его разборку. При этом следует действовать осторожно, так как может внезапно произойти истечение газа в результате плохо проведенной предварительной его эва-

куации (например, вследствие образования пробок и т. п.).

9.64. Отдельные участки газопроводов для горючих газов перед ремонтом должны быть отключены от коллекторов при помощи запорных устройств с последующей установкой заглушек, после чего продуты инертным газом (или паром) до полного удаления горючего газа. Затем производится анализ, подтверждающий полное отсутствие взрывоопасных газов, после чего ответственными лицами выдается разрешение на проведение ремонта.

Ремонтные работы с применением открытого огня в пожаро- и взрывоопасных производствах должны проводиться в соответствии с «Типовым положением по организации огневых работ в пожаро- и взрывоопасных производствах химической промышленности», «Инструкцией о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ на промышленных предприятиях и на других объектах народного хозяйства», а также «Инструкцией по организации и ведению работ в газоопасных местах».

9.65. Слесарный и такелажный инструмент для работы во взрывоопасных цехах при ревизии и ремонте газопроводов должен исключать искрообразование.

9.66. Содержание кислорода в инертном газе должно соответствовать требованиям, устанавливаемым отраслевыми нормами или регламентом для данного производства.

9.67. Стравливание горючих газов из газопроводов должно осуществляться в закрытые системы или на факел; последующую продувку газопроводов инертным газом или паром можно осуществлять в атмосферу с выбросом продувочных газов через продувочные свечи (см. п. 5.48).

9.68. Выброс продувочных газов через продувочные свечи должен производиться в местах, исключающих возможность попадания их на рабочие места. Требования к устройству продувочных свечей аналогичны требованиям к устройству выхлопных стояков от предохранительных клапанов (см. п. 5.27).

9.69. Трубопроводы, предназначенные для отвода продувочных газов из сепаратора, маслоотделителей и т. п., установленных на газопроводах высокого дав-

ления, в которых горючие газы дросселируются с высокого давления, должны выполняться как газопроводы высокого давления.

9.70. Не допускается применение заглушек для разделения двух газопроводов для различных по составу газов, смешение которых недопустимо, а также для отключения газопровода, остановленного на длительное время в период эксплуатации, от газопровода, находящегося под давлением.

В указанных выше случаях следует предусматривать съемный участок газопровода, а на концах действующих газопроводов установить заглушки.

9.71. Устанавливаемые на газопроводе заглушки должны иметь отчетливо видимые указатели (хвосты).

На газопроводах высокого давления применяемые в качестве разделительных заглушек глухие линзы должны иметь специальные указатели или хвосты.

9.72. При наличии в здании цеха газопроводов для горючих газов с установленной на них арматурой и контрольно-измерительными приборами в местах, где наиболее вероятно скопление горючих газов, устанавливаются автоматические анализаторы, сигнализирующие о появлении в воздухе горючих газов и предупреждающие об опасности образования в цехе взрывной концентрации.

9.73. Газопроводы, на которых наблюдаются явления вибрации, должны находиться под постоянным надзором обслуживающего персонала. Одновременно должны быть приняты необходимые меры по устранению или максимальному снижению вибрации газопроводов с привлечением в необходимых случаях квалифицированных специалистов из специализированных организаций.

9.74. В период эксплуатации газопроводов, подверженных вибрации, необходимо:

а) непрерывно наблюдать за степенью вибрации, особенно при изменении нагрузок агрегатов (поршневых компрессоров и циркуляционных насосов) в результате включения их в общую сеть коммуникаций и выключения;

б) определять и фиксировать в специальном журнале амплитуды и частоты колебаний участков, подверженных вибрации;

в) наблюдать за опорами газопроводов, установленными на самостоятельных фундаментах, обращая внимание на анкерные крепления их к фундаментам и на осадку последних, не допуская повисания опор на трубопроводе вследствие осадки фундаментов;

г) наблюдать за опорами газопроводов, оценивая при этом достаточность защемления на неподвижных и тугоподвижных конструкциях и направление при скользящих подвижных конструкциях;

д) принимать меры по дополнительному креплению импульсных линий высокого давления, КИП и арматуры компрессорных установок; на участках газопроводов с вибрацией более 20 *пер/сек* с амплитудой более 0,1 *мм* не допускается установка контрольно-измерительных приборов и регулирующей арматуры.

9.75. Действия персонала, обслуживающего газопроводы для горючих газов при нормальном режиме, при пусках и остановках, а также в аварийных случаях должны быть регламентированы соответствующими рабочими инструкциями.

9.76. При образовании в наружных газопроводах ледяных или гидратных пробок разогрев их разрешается производить только паром или горячей водой.

Глава 10

БОРЬБА С ВИБРАЦИЕЙ ГАЗОПРОВОДОВ

10.01. При проектировании газопроводов должны предусматриваться соответствующие мероприятия, исключающие вибрацию или уменьшающие ее до безопасных и допустимых пределов.

10.02. Расстояние между опорами газопроводов выбирается таким, чтобы частота собственных колебаний каждого пролета была в 1,5—2,5 раза больше наивысшей возмущающей частоты работы машины или пульсирующего потока.

10.03. Конструкция крепления газопровода к опорам не должна препятствовать свободному перемещению трубопровода при температурном расширении.

10.04. Изменение направления оси газопровода должно осуществляться при максимально возможном радиусе кривизны. Все повороты присоединенных трубопроводов и их сопряжения с коллекторами должны осуществляться только по плавным кривым.

10.05. Для устранения вибрации газопроводов от пульсации потока газа у поршневых машин должна предусматриваться установка буферных и акустических емкостей, обоснованная соответствующим расчетом. При работе нескольких компрессоров на общий коллектор буферные и акустические емкости должны устанавливаться для каждой нагнетательной установки.

10.06. Конструкцию емкостей (буферных и акустических) для гашения пульсации, а также их размеры выбирают в зависимости от частоты колебаний, вызываемых компрессором.

В качестве буферной емкости для гашения пульсации можно использовать также аппараты, комплектующие компрессор (холодильники, сепараторы, маслоотделители и т. п.), при соответствующей проверке расчетом объема и места установки аппарата.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

АКТ
ПРОВЕРКИ ВНУТРЕННЕЙ ОЧИСТКИ ГАЗОПРОВОДОВ

Город _____ «____» _____ 197__ 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 нами произведены осмотр и проверка внутренней очистки узлов и секций трубопроводов перед монтажом.

Проверены: _____
(наименование линий, марки узлов, № прямых участков и пр.)

Результат проверки: _____

Разрешается производить монтаж указанных в настоящем акте узлов и секций газопроводов.

Представители: монтирующей организации _____
(подпись)

предприятия заказчика _____
(подпись)

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

А К Т
ИСПЫТАНИЯ АРМАТУРЫ

Город _____ «____» _____ 197____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 были произведены наружный осмотр и испытание арматуры, изготовленной заводом-поставщиком

_____

(наименование поставщика)

Характеристика и условия испытания арматуры

№ пп.	Наименование арматуры	Тип и марка	Заводской номер	Условный проход, *мм*	Испытательное давление, *кГ/см²* (избыточных)	
					на прочность	на плотность

При осмотре и испытании арматуры дефектов не обнаружено. Арматура считается выдержавшей испытание на прочность и плотность и пригодной для монтажа.

Представители: монтирующей организации _____(подпись)

предприятия заказчика _____(подпись)

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

А К Т
НА УКЛАДКУ ПАТРОНОВ

Город _____ «____» _____ 197__ г.

Предприятие (заказчик) _____

Цех (объект) _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель строительной организации _____

_____

(наименование организации)

в лице _____

(должность, фамилия, и. о.)

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 укладка патронов под _____ дорогой _____

_____

(привязка укладки)

для прокладки газопроводов _____

_____

(назначение, № линии)

Длина патрона(ов) _____ *м*, диаметр патрона(ов) _____ *мм*

Патрон (ы) проложен (ы) в соответствии с чертежом №_____,

выполненным _____

(наименование проектной организации)

Засыпка патрона (ов) разрешается.

Представители: строительной организации _____ (подпись)

монтирующей организации _____ (подпись)

предприятия заказчика _____ (подпись)

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

СКЛАДСКАЯ ВЕДОМОСТЬ ТРУБ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Номер поступающей партии	Номер, присвоенный партии на заводе-изготовителе	Количество труб в партии	Материал труб (марка стали)	Рабочее давление, $кГ/см^2$	Номинальные размеры наружного диаметра и толщины стенки, *мм*
1	2	3	4	5	6

(продолжение)

Длина, *мм*	Документация труб			Номер и дата сертификатов	Заводские номера труб
	дата поставки на склад	завод-изготовитель	номера фактуры и наряда завода-изготовителя		
7	8	9	10	11	12

(продолжение)

Испытание механических свойств		Номера труб, признанных годными	Выдача труб		Примечания
наименование лаборатории	номер и дата документа		кому выдано	номер и дата требования	
13	14	15	16	17	18

Примечания:

1. Ведомость заполняется работниками склада по соответствующей документации.
2. До заполнения граф 13, 14 и 15 работники склада не должны отпускать трубы монтажной организации.
3. Данные для заполнения графы 15 сообщаются складу отделом оборудования после окончательной индивидуальной приемки труб.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ВЕДОМОСТЬ ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ПРОВЕРКИ ТРУБ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ПЕРЕД ВЫДАЧЕЙ ИХ В МОНТАЖ

Наименование предприятия _____

Цех (объект) _____

№ пп.	Материал трубы (марка стали)	Номинальные размеры наружного диаметра и толщины стенки трубы, *мм*	Длина трубы, *м*	Завод-изготовитель	Заводской номер трубы и номер сертификата	Номер и дата контрольного анализа партии (механических свойств и химического состава)
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение

Результаты промера концов				Капельная проба на молибден	Результат визуальной проверки внутренней поверхности трубы прибором РВП
наружный диаметр трубы, *мм*		толщина стенки, *мм*			
I торец	II торец	I торец	II торец		
8	9	10	11	12	13

Продолжение

Результат проверки труб магнофлоксом	Общая оценка трубы по внешнему осмотру	Индивидуальный номер, присвоенный трубе	Отметка по годности	Фамилии лиц, производивших приемку по внешнему осмотру	Примечания
14	15	16	17	18	19

Примечания:

1. Ведомость составляется после того, как партия труб прошла проверочный контроль механических свойств.

2. В графе 16 проставляется индивидуальный номер, присвоенный трубе, если данные граф 8, 9, 10 и 11 находятся в пределах допусков и внешний осмотр (графы 12 и 15) дает удовлетворительные результаты. При браковке трубы индивидуальный номер ей не присваивается (графа 16 не заполняется), а в примечании указывается причина брака.

3. Результаты замеров торцов (графы 8, 9, 10 и 11) сверяются с данными нормалей на трубы. Если их размеры достаточны для получения необходимого наружного диаметра резьбы, то в графе 17 отмечается: «Годен под резьбу». Если торец трубы принимается, но не обеспечивается полная резьба, то необходимо указать, что он может быть использован только под сварку.

4. В графе 15 дается общая оценка трубы по результатам наружного осмотра: «Годная».

ВЕДОМОСТЬ УЧЕТА ПРИНЯТЫХ ТРУБ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ПОСЛЕ МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ

Наименование предприятия_____

Цех (объект)_____

№ пп.	Характеристика труб				
	номинальные размеры наружного диаметра и толщины стенки, *мм*	индивидуальный номер трубы	длина трубы, *м*	материал трубы (марка стали)	резьба трубы (ГОСТ, нормаль)
1	2	3	4	5	6

Продолжение

Оценка качества резьбы		Номера фланцев		Величина зацепления, *мм*	Величина люфта, *мм*	Результаты гидравлического испытания	Фамилия, имя, отчество лица, принимавшего трубы
трубы	фланцы	1-й конец	2-й конец				
7	8	9	10	11	12	13	14

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

ВЕДОМОСТЬ УЧЕТА ГНУТЫХ ТРУБ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Наименование предприятия _____

Цех (объект) _____

№ пп.	Номинальные размеры наружного диаметра и толщины стенки, *мм*	Номер трубы	Длина трубы, *м*	Материал трубы (марка стали)	Режим гнутья	Радиус гнутья, *мм*
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение

Овальность трубы (максимальный и минимальный наружный диаметр, *мм*)	Термообработка	Количество	Проверка трубы магнофлюксом		Фамилия лица, принимавшего трубы
			результат	фамилия исполнителя	
8	9	10	11	12	13

АКТ
ПРОВЕРКИ ГНУТЫХ ТРУБ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ МАГНОФЛОКСОМ

Город _____ «____» _____ 197__ г.

Предприятие (завод-заказчик) _____
(наименование)

Мы, нижеподписавшиеся: представитель заказчика _____

_____
(должность, фамилия, и. о.)

и представитель монтирующей организации _____

_____
(должность, фамилия, и. о.)

составили настоящий акт в том, что произведена проверка магнофлоксом следующих гнутых труб: _____

_____
(условный проход и №№ труб)

_____

_____

_____

_____

Обнаруженные дефекты устранены: _____

_____

_____

Результаты проверки: _____

разрешается производить монтаж вышеперечисленных труб.

Представители: заказчика _____ (подпись)

монтирующей организации _____ (подпись)

ЖУРНАЛ СВАРОЧНЫХ РАБОТ ДЛЯ ГАЗОПРОВОДОВ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

Предприятие (заказчик) _____

Цех (объект) _____

Монтирующая организация _____

№ пп.	Дата сварки	Номер линии и участка	Номер сварного шва	Категория трубопровода	Диаметр трубы и толщина стенки, *мм*	Марка стали трубы	Подготовка стыка под сварку: наличие *подкладных* колец, способ подготовки кромок, величина зазора	Положение сварного шва: вертикальный, горизонтальный, поворотный, неповоротный	Условия сварки: в помещении, на улице, температура *окружающего* воздуха	Вид сварки: автоматическая, ручная, дуговая, газовая, под *флюсом* в среде защитных газов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Продолжение

Марка сварочных материалов и номер сертификата			Подогрев сварного шва, режим, температура, °С	Режим сварки: число слоев и порядок их наложения	Фамилия, и., о. и подпись сварщика	Номер клейма сварщика	Термообработка сварного шва и дата исполнения	Результаты внешнего осмотра сварного шва	Фамилия, имя, отчество и подпись лица, ответственного за сварочные работы	Сведения о *контрольных* операциях с указанием номера и даты заключений	Фамилия, *имя, отчество* и подпись лица, ответственного за контроль	Примечания
электродов	присадочной проволоки	флюса										
12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

ПРИЛОЖЕНИЕ 10

ЖУРНАЛ СВАРОЧНЫХ РАБОТ ДЛЯ ГАЗОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Предприятие (заказчик)_____

Цех (объект)_____

Монтирующая организация _____

№ пп.	Дата сварки	Номер линии и участка	Номер сварного шва	Характеристика труб и деталей: индивидуальный номер, диаметр, толщина стенки, марка стали, номер сертификата		Подготовка стыка под сварку: наличие подкладных колец, способ подготовки кромок, величина зазора	Положение сварного шва: вертикальный, горизонтальный, поворотный, неповоротный	Условия сварки: в помещении, на улице, температура окружающего воздуха, °С	Вид сварки: автоматическая, ручная, дуговая, газовая под флюсом, в среде защитных газов	Марка сварочных материалов и номер сертификата		
				I	II					электродов	присадочной проволоки	флюса
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Продолжение

Подогрев сварного шва, режим, температура, °С	Режим сварки: число слоев и порядок их наложения	Фамилия, имя, отчество и подпись сварщика	Номер клейма сварщика	Термообработка сварного шва и дата исполнения	Результаты внешнего осмотра сварного шва	Результаты проверки трубы на проходимость шаром	Фамилия, имя, отчество и подпись лица, ответственного за сварные работы	Результаты просвечивания сварного шва	Наименование лаборатории, производившей просвечивание сварного шва, дата и номер протокола	Примечания
14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

АКТ ИСПЫТАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ НА ПРОЧНОСТЬ И ПЛОТНОСТЬ

Город _____ «____» _____ 197____ 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 произведено _____
(вид испытания)

испытание газопроводов:
(№№ и наименование линий и их границы)

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Рабочее давление газопроводов _____ *кГ/см²*

Испытание произведено

на прочность давлением _____ *кГ/см²* (избыточных)

в течение _____ *мин*

на плотность давлением _____ *кГ/см²* (избыточных)

в течение _____ *мин*

При осмотре газопроводов установлено, что _____

_____

Газопроводы, перечисленные в настоящем акте, считать выдержавшими испытание и годными для эксплуатации при рабочем давлении _____ *кГ/см²* (избыточных)

Представители: монтирующей
организации _____ (подпись)

предприятия-заказчика _____ (подпись)

АКТ ПРОМЫВКИ И ПРОДУВКИ ГАЗОПРОВОДОВ

Город _____ «_____»_____ 197_____ 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 _____
(промывка или про-

_____ следующих газопроводов:
дувка)

_____
(№ и наименование линий и их границы)

_____

_____

_____

_____

_____

Представители: монтирующей организации _____ (подпись)

предприятия-заказчика _____ (подпись)

АКТ
ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО ПНЕВМАТИЧЕСКОГО ИСПЫТАНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ НА ПЛОТНОСТЬ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ЗА ВРЕМЯ ИСПЫТАНИЯ

Город _____ «_____» _____ 197_____ г.

Предприятие (заказчик) _____

Цех (объект) _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика в лице _____
(должность, фамилия, и., о.)

представитель генподрядчика _____
(наименование организации)

в лице _____
(должность, фамилия, и., о.)

и представитель монтирующей организации _____

_____
(наименование организации)

в лице _____
(должность, фамилия, и., о.)

составили настоящий акт в том, что произведено дополнительное пневматическое испытание газопроводов:

_____
(№ и наименование линий, их границы, № чертежей)

_____

_____

_____

Рабочее давление в газопроводах _____ *кГ/см²* (избыточных)

Испытание произведено сжатым _____ давлением _____ *кГ/см²* (избыточных)

Газопроводы выдержаны под испытательным давлением _____ *ч*.

Падение давления составило _____ %/*ч*

Допускаемая величина падения давления для перечисленных газопроводов _____ %/*ч*

Газопроводы, перечисленные в настоящем акте, считать выдержавшими дополнительное пневматическое испытание на плотность.

Представители: заказчика _____ (подпись)

генподрядчика _____ (подпись)

монтирующей организации _____ (подпись)

ПАСПОРТ ГАЗОПРОВОДА

Регистрационный № _____

Наименование предприятия (владельца газопровода) _____

_____

Цех (объект) _____

Наименование и назначение газопроводов _____

_____

Характеристика газопровода:

Рабочая среда _____

Рабочее давление _____ *кГ/см²*. Температура _____ °С

Категория _____

№ пп.	Наименование участка газопровода	Наружный диаметр и толщина стенки трубы, *мм*	Протяженность участка, *м*

Перечень схем, чертежей и других документов, предъявленных при сдаче газопровода в эксплуатацию (с указанием места хранения документов или с приложением их копий)

_____

_____

_____

_____

_____

Данные о монтаже

Газопровод смонтирован _____

(наименование монтажной организации)

в соответствии с проектом, разработанным _____

_____

(наименование проектной организации)

по рабочим чертежам _____
(номера чертежей)

из узлов, изготовленных _____
(наименование изготовителя-

_____
завода, монтажной организации и др.)

Все опоры и подвески установлены и отрегулированы в соответствии с указаниями в проекте газопровода.

Род сварки, применявшейся при монтаже газопровода _____

_____

Данные о присадочном материале _____
(тип, марка, ГОСТ или ТУ)

Сварка газопровода произведена в соответствии с требованиями

_____
(наименование норм, инструкций, ТУ и др.)

сварщиками, прошедшими испытания в соответствии с «Правилами испытания электросварщиков и газосварщиков», утвержденными Госгортехнадзором СССР.

Данные о материалах, из которых изготовлен газопровод

а. *Трубы и сварные фасонные детали*

№ пп.	Наименование элементов	Размеры, *мм*	Марка стали	ГОСТ или ТУ

б. *Фланцы и крепежные детали*

№ пп.	Наименование	Нормаль, ГОСТ, ТУ на фланцы	Условный проход, *мм*	Условное давление, *кГ/см²*	Материал			
					фланцев		шпилек, болтов	
					марка стали	ГОСТ	марка стали	ГОСТ

в. *Арматура, литые и кованые фасонные детали*

№ пп	Наименование	Каталожное обозначение	Условный проход, *мм*	Условное давление, *кГ/см²*	Марка материала корпуса	ГОСТ или ТУ

Результаты испытания

Газопровод испытан на прочность _____
(гидравлическим, пневматичес-

_____ *кГ/см²*
ким, пробным давлением)

При давлении _____ *кГ/см²* газопровод был осмотрен.

Результаты осмотра. _____

_____

Газопровод подвергнут дополнительному пневматическому испытанию на плотность сжатым _____
(наименование газа)
давлением _____ *кГ/см²* и выдержан под этим давлением _____ *ч* Падение давления за время испытания, отнесенное к одному часу, составило _____ %/*ч*.

Заключение

Газопровод изготовлен и смонтирован в соответствии с действующими правилами и нормами и признан годным к эксплуатации.

М. П. Подпись владельца
газопровода _____

М. П. Подпись представителя
монтирующей организации _____

«_____» _____ 197 _____ г.

Лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию газопровода

Номер и дата приказа о назначении	Должность, фамилия, имя, отчество ответственного лица	Роспись ответственного лица

Записи о ремонте, ревизии и переустройстве газопровода

Дата записи	Основание	Запись о ремонте, переустройстве, ревизии газопровода с описанием произведенных работ	Роспись ответственных лиц, сдающих и принимающих работу

Записи результатов освидетельствования газопровода

Дата записи	Какое освидетельствование произведено и его результаты	Срок следующего освидетельствования	Подписи ответственных лиц, производивших освидетельствование

А К Т
ГОТОВНОСТИ ТРАНШЕЙ И ОПОРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ К УКЛАДКЕ ГАЗОПРОВОДОВ

Город _____ «____» _____ 197 г.

Предприятие (заказчик) _____

Цех (объект) _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель строительной организации _____
(наименование организации)

в лице _____
(должность, фамилия, и., о.)

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 произведен осмотр законченных сооружением траншей, опорных конструкций для укладки газопроводов на участках: _____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Указанные траншеи, опорные конструкции выполнены по чертежам _____
(№ чертежей и наименование проектной организации)

_____

в соответствии с действующими строительными нормами и правилами.

Разрешается укладка газопроводов в траншеях, на опорных конструкциях, перечисленных в настоящем акте.

Прилагаются: 1. Исполнительные схемы траншей, опорных конструкций.

2. Ведомость постоянных реперов.

Представители: строительной организации _____ (подпись)

монтирующей организации _____ (подпись)

предприятие-заказчик _____ (подпись)

(Наименование сварочной лаборатории)

ЗАКЛЮЧЕНИЕ № ____

о качестве сварных соединений _____
(указать наименование сооружения)

Проверка качества сварных швов произведена просвечиванием гамма-лучами _____
(изотоп, его активность)

Оценка по _____

По наружному осмотру _____

При просвечивании установлено:

Место просвечивания (наименование участка, диаметр и толщина стенки трубы)	Дата просвечивания	Номер стыка	Фамилия, и., о. сварщика	Клеймо сварщика	Пленка		Обнаруженные дефекты	Заключение по стыку
					номер снимка	размер пленки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Начальник полевой лаборатории _____

Радиографирование произвел _____

Заключение дал _____

«__» _____ 197 г.

(Наименование сварочной лаборатории)

ПРОТОКОЛ №_____

от «____» _____ 197__ г.

механического испытания сварных образцов, взятых из _____

(указать наименование объекта)

Лабораторный номер образца	Фамилия, имя, отчество сварщика и его клеймо	Наружный диаметр трубы и толщина стенки, *мм*	Материал	Дата сварки	Вид сварки и положение при сварке	Марка электродов
1	2	3	4	5	6	7

продолжение

Маркировка образцов	Результаты испытаний			Характеристика металла в месте разрушения	Примечания
	предел прочности, *кГ/мм²*	угол загиба, град.	ударная вязкость *кГ·м/см²*		
8	9	10	11	12	

Начальник лаборатории _____ (подпись)

Испытание произвел _____ (подпись)

А К Т
ПРИЕМКИ ТРУБ, АРМАТУРЫ, ДЕТАЛЕЙ ГАЗОПРОВОДОВ, ДЕТАЛЕЙ СОЕДИНЕНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ В МОНТАЖ

(ненужное зачеркнуть)

Город _____ „_____" _____ 197__ г.

Предприятие (заказчик) _____

Цех (объект) _____

Мы, нижеподписавшиеся, представитель заказчика в лице

_____
(должность, фамилия, и. о.)

представитель монтирующей организации _____

_____
(наименование организации)

в лице _____
(должность, фамилия, и. о.)

составили настоящий акт, в том, что первый сдал, а второй принял

в монтаж _____
(наименование изделий)

перечисленных в прилагаемых к настоящему акту ведомостях.

При приемке _____
(наименование изделий)

_____

по внешнему осмотру установлено, что номер, характеристика, количество, наличие клейм и другие данные принимаемых изделий соответствуют данным, указанным в прилагаемых ведомостях

Приложение: ведомости _____

_____
(№ и наименование форм)

_____

Сдал: представитель заказчика _____ (подпись)

Принял: представитель монтирующей организации

_____ (подпись)

ВЕДОМОСТЬ № _____
АРМАТУРЫ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Предприятие (заказчик) _____

Цех (объект) _____

№ пп.	Наименование и обозначение арматуры	Условный проход, мм	Материал корпуса	Индивидуальный номер	Условное давление, кГ/см²	Номер и дата паспорта	Номер линии и порядковый номер арматуры по деталировочным чертежам	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание. Ведомость заполняется представителем монтирующей организации.

Председатель монтирующей организации _____

(наименование организации, должность, фамилия, и. о.)

«_____» _____ 197__ г. _____ (подпись)

ВЕДОМОСТЬ №_____

ДЕТАЛЕЙ (ФАСОННЫХ ЧАСТЕЙ) ГАЗОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Предприятие (заказчик) _____

Цех (объект) _____

№ пп.	Наименование и обозначение деталей трубопровода	Условный проход, *мм*	Марка стали	Индивидуальный номер завода-изготовителя	Номер партии	Условное давление, *кГ/см²*	Номер и дата паспорта	Номер линии и порядковый номер детали по деталировочным чертежам	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечание. Ведомость заполняется представителем монтирующей организации.

Представитель монтирующей организации _____

_____

(наименование организации, должность, фамилия, и., о.)

„_____" _____ 197__ г. _____ (подпись)

ВЕДОМОСТЬ №_____

ДЕТАЛЕЙ СОЕДИНЕНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Предприятие (заказчик)_____

Цех (объект) _____

№ пп.	Наименование деталей соединения газопроводов (фланцы, линзы, гайки, шпильки, прокладки и др.,)	Условный проход, *мм* (фланцы, линзы)	Марка стали	Условное давление, *кГ/см²*	Номер и дата паспорта	Диаметр резьбы и длина шпилек, диаметр резьбы гаек	Номер детали завода-изготовителя (для переходных фланцев)	Номер партии	Число деталей	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Примечание. Ведомость заполняется представителем монтирующей организации.

Представитель монтирующей организации _____

(наименование организации, должность, фамилия, и., о.)

«. . . . . » . . . . . 197 г _____ (подпись)

ПРИЛОЖЕНИЕ 22

ВЕДОМОСТЬ № _____

УЧЕТА КОНТРОЛЬНЫХ СТЫКОВ

Предприятие (заказчик) _____

Цех (объект) _____

Монтирующая организация _____

№ пп.	Наименование линий, марка стали, наружный диаметр и толщина стенки газопровода, *мм*	Число сваренных производственных стыков	За какой период сварены производственные стыки	Вид сварки	Марка электрода и номер сертификата	Фамилия, имя, отчество сварщика	Клеймо сварщика	Дата сварки контрольного стыка	Наружный диаметр трубы и толщина стенки, *мм*	Дата проведения термообработки стыка	Результаты внешнего осмотра
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Приложение 22 (продолжение)

Результаты испытаний				Металлографические исследования	Исследования на межкристаллитную коррозию	Заключение о возможности допуска сварщика к сварке трубопровода	Фамилия, имя, отчество, дата и подпись лица, ответственного за сварку
наименование лаборатории, производившей испытания, дата и номер протокола	механических						
	предел прочности на разрыв, $кГ/мм^2$	угол загиба, град.	ударная вязкость, $кГ \cdot м/см^2$				
13	14	15	16	17	18	19	20

ПРИЛОЖЕНИЕ 23

ЖУРНАЛ ПРОВЕРКИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОДОВ, СВАРОЧНОЙ ПРОВОЛОКИ, ФЛЮСА И АРГОНА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СВАРОЧНЫХ РАБОТ

Монтирующая организация _____

Предприятие (заказчик) _____

Вес и номер партии	Дата получения	Марка электродов, проволоки, флюса, аргона	Дата изготовления	Завод-изготовитель	Номер сертификата и дата испытания	Результаты проверки технологических свойств электродов, номер акта и дата
1	2	3	4	5	6	7

Продолжение

Наименование лаборатории, производившей испытания, дата и номер протокола испытания	Результаты испытаний электродов, предназначенных для сварки высоколегированных аустенитных сталей		Заключение о пригодности сварочных материалов к производству работ	Фамилия, имя, отчество, дата и подпись лица, ответственного за сварочные работы
	на склонность к образованию горячих трещин	на определение количества феррита в наплавленном металле		
8	9	10	11	12

А К Т

ПРОВЕРКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ЭЛЕКТРОДОВ

Город _____ «_____»_____197__г.

Монтирующая организация _____
(наименование организации)

Предприятие (заказчик) _____
(наименование)

Мы, нижеподписавшиеся, руководитель сварочных работ _____

_____
(должность, фамилия, и., о.)

и дипломированный сварщик _____
(фамилия, и. о.)

составили настоящий акт в том, что «___»_____197__г. произведена проверка технологических свойств электродов марки _____ диаметром _____ *мм*, партия №_____ сертификат №_____

Технологические свойства электродов проверялись при сварке в тавр двух пластинок в соответствии с ГОСТ 9466—60.

Проверка технологических свойств электродов показала:

_____

_____

Электроды по технологическим свойствам отвечают требованиям ГОСТ 9466—60 и признаны годными для производства сварочных работ.

Руководитель сварочных работ _____ **(подпись)**

Дипломированный сварщик _____ **(подпись)**

ЖУРНАЛ
РЕЖИМА ТЕРМООБРАБОТКИ СВАРНЫХ ШВОВ

Монтирующая организация _____

Предприятие (заказчик) _____

Цех (*объект*) _____

Дата термообработки	Номер линии и участка (дробью)	Марка стали	Наружный диаметр трубопровода и толщина стенки	Номер стыка	Время через каждые 20 *м*	Температура, °С	Фамилия, и., о., дата и подпись лица, ответственного за термообработку сварных стыков

А К Т

НА ПРЕДВАРИТЕЛЬНУЮ РАСТЯЖКУ (СЖАТИЕ) КОМПЕНСАТОРОВ

Город _____ «_____» _____ 197_ 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) _____ компенсатора
(тип компенсатора)

за № _____, установленного на газопроводе № _____

условного прохода _____ *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)

предприятия-заказчика _____ (подпись)

Рекомендации по электродам для ручной дуговой сварки

Марка свариваемой стали	Электроды		Примерное назначение сварных конструкций
	тип	марка	
1012, 0912С, 141	Э-50А	УОНИ-13/55	Для работы при температуре от —50 до +400°С; термообработке не подвергаются
1012, 0912С	Э-50А	ВСН-3	Для работы при температуре от —70 до +400°С, термообработке не подвергаются
12МХ, 15ХМ	Э-МХ	ЦЛ-14	Для работы при температуре до +510°С; подвергаются термообработке
	Э-ХМ	ЦУ-2МХ, ГЛ-14	*Назначение* то же; термообработке подвергаются сварные соединения с толщиной стенки более 18 *мм*
	ЭА-2	ОЗЛ-6, ОЗЛ-4, ЗИО-8, ЦЛ-25	Для работы при температуре до 450°С; при толщине стенки до 18 *мм* термообработке не подвергаются
12Х1МФ	Э-ХМ	ЦЛ-14	Трубопроводы, работающие при температуре до 510°С; подвергаются термообработке
	Э-ХМФ	ЦЛ-20А, ЦЛ-20Б	То же, при температуре 510—540°С подвергаются термообработке
	Э-ХМФ	ЦЛ-38	Трубы поверхностей нагрева, работающие при температуре до 540°С; подвергаются термообработке
	Э-ХМФ	ЦЛ-30	То же, при температуре 540—570°С; подвергаются термообработке
	ЭА-2	ОЗЛ-6, ОЗЛ-4, ЗИО-8, ЦЛ-25	Рекомендуется в порядке опытного опробования для трубопрово-

Марка свариваемой стали	Электроды		Примерное назначение сварных конструкций
	тип	марка	
			дов с толщиной стенки до 18 *мм*, работающих при температуре до 570°С; термообработке не подвергаются
Х5М, Х5, Х5ВФ, 12Х5М-У	Э-Х5МФ-Ф	ЦЛ-17	Для работы от —40 до +550°С (из стали Х5 до 425°С); подвергаются термообработке
	ЭА-2 ЭА-1а ЭА-1	ОЗЛ-6, ЗИО-8, ОЗЛ-4, ЦЛ-25, ОЗЛ-8, ОЗЛ-12, ОЗЛ-14-1 ЭНТУ-3, ОЗЛ-14	Назначение то же; рекомендуется для трубопроводов с толщиной стенки до 18 *мм* при диаметре до 325 *мм* и с толщиной стенки до 25 *мм* при диаметре до 219 *мм;* без последующей термообработки
30ХМ	Э-ХМ	ЦЛ-19ХМ	Трубопроводы высокого давления (до 800 *кГ/см*^{2}) при температуре до 400°С, подвергаются термообработке
18Х3МВ	Э-Х2МФБ-Ф, Э-Х5М-Ф Э-Х3МФ	ЦЛ-26М ЦЛ-17 ВСН-1	Трубопроводы высокого давления (до 800 *кГ/см*^{2}) при температуре 250—400°С и наличии водородсодержащих продуктов; подвергаются термообработке
20Х3МВФ	Э-Х2МФБ-Ф Э-Х5МФ Э-Х3МФ	ЦЛ-26М ЦЛ-17 ВСН-2	Трубопроводы высокого давления (до 1000 *кГ/см*^{2}) при температуре до 510°С и наличии водородсодержащих продуктов; подвергаются термообработке
2Х13	ЭФ-Х13	УОНИ-13/НЖ, ЛМЗ-1, АНВ-1, ЭНТУ-3/ЭФ13	Для работы при температуре до 450°С либо при воздействии жидких слабо агрессивных сред при комнатной температуре или газовых агрес-

Марка свариваемой стали	Электроды		Примерное назначение сварных конструкций
	тип	марка	
			сивных сред при температуре до 350°С; подвергаются термообработке
1Х13	ЭФ-Х13	УОНИ-13/НЖ, ЛМЗ-1, АНВ-1, ЭНТУ-3/ЭФ13	Назначение то же; подвергаются термической обработке
	ЭА-2	ОЗЛ-6, ЗИО-8, ОЗЛ-4, ЦЛ-25	Назначение то же при толщине металла до 18 *мм;* термической обработке не подвергаются
ОХ13	ЭФ-Х13	УОНИ-13/НЖ, ЛМЗ-1, АВН-1, ЭНТУ-3/ЭФ13	Аппаратура и трубопроводы установок переработки сернистой нефти; подвергаются термообработке
	ЭА-2	ОЗЛ-6, ЗИО-8, ОЗЛ-4, ЦЛ-25	Назначение то же; толщина металла до 18 *мм;* термической обработке не подвергаются
ОХ13	ЭА-2Б	ЦЛ-9	Для конструкций с требованиями по стойкости против межкристаллитной коррозии; толщина металла до 18 *мм;* термической обработке не подвергаются
Х17	ЭФ-Х17	УОНИ-Х17, Х17/ВИ-12-6	Для конструкций с требованиями по жаростойкости (до 800°С), по стойкости против общей и межкристаллитной коррозии при отсутствии требований по пластичности; подвергаются термообработке
	ЭА-1Б	ЦЛ-11, АНВ-9, АНВ-10	Назначение то же; сварные соединения имеют более высокую пластичность; подвергаются термообработке
ОХ17Т	ЭФ-Х17	УОНИ/Х17 Х17/ВИ-12-6	Для конструкций с требованиями по стой-

Продолжение

Марка свариваемой стали	Электроды		Примерное назначение сварных конструкций
	тип	марка	
			кости против общей и межкристаллитной коррозии после сварки при отсутствии требований по пластичности, жаростойкость до 800°С; подвергаются термообработке
	ЭА-216	СЛ-16, НИИ-48Г, ОЗЛ-9	Для конструкций с требованиями по коррозионной стойкости в слабых агрессивных средах, пластичности и жаростойкости при температуре до 800°С; термообработке не подвергаются
	ЭА-1Б	ЦЛ-11, АНВ-9, АНВ-10, ЭНТУ-3Б, ЗИО-3, ОЗЛ-7	Для конструкций с требованиями по стойкости против общей и межкристаллитной коррозии и пластичности; термообработке не подвергаются
Х25Т	ЭА-2	ЦЛ-8, ОЗЛ-6, ЗИО-8, ЦЛ-25	Для конструкций с требованиями по жаростойкости до 1100°С и коррозионной стойкости в газовых средах; термообработке не подвергаются
	ЭА-2Б	СЛ-25, ЦЛ-9, АНВ-11	Для конструкций с требованиями по стойкости против общей и межкристаллитной коррозии в газовых и жидких агрессивных средах, пластичности и жаростойкости до 1100°С; термообработке не подвергаются
Х28	ЭФ-Х17	УОНИ/Х17, Х17/ВИ-12-6	Для работы в средах, содержащих сернистые газы при темпера-

Марка свариваемой стали	Электроды		Примерное назначение сварных конструкций
	тип	марка	
			туре до 700°С; подвергаются термообработке
0Х18Н10, Х18Н10Т, Х18Н9	ЭА-1	ОЗЛ-14, ЭНТУ-3, ЦЛ-33	Для работы при температуре от —180 до +600°С и отсутствии требований по коррозионной стойкости термообработке не подвергаются
	ЭА-1а	ОЗЛ-8, ОЗЛ-12, ОЗЛ-14-1	Назначение то же; при сварке конструкций повышенной жесткости (большая толщина металла, замкнутый контур и т. п.); термообработке не подвергаются
0Х18Н10	ЭА-1Б	ЦЛ-11, ЭНТУ-3Б, ОЗЛ-15, ОЗЛ-7, ЗИО-3	При наличии требований по коррозионной стойкости и температуре до 350°С; термообработке не подвергаются
Х18Н10Т, 0Х18Н12Т, 0Х18Н12Б	ЭА-1Б	ЦЛ-11, ЭНТУ-3Б, ЗИО-3, ОЗЛ-7, ОЗЛ-15	При наличии требований по стойкости против общей и межкристаллитной коррозии при температуре до 450°С; термообработке не подвергаются
	ЭА-1Ба	ЦТ-15	При наличии требований по стойкости против общей и межкристаллитной коррозии в жидких средах при температуре до 600°С либо для трубопроводов, работающих при 600—650°С и высоком давлении; подвергаются термообработке
0Х23Н18	ЭА-2	ОЗЛ-6, ОЗЛ-4, ЗИО-8, ЦЛ-25 ОЗЛ-9	Для работы при 900—1050°С
Х23Н18	ЭА-2Г6		

Марка свариваемой стали	Электроды		Примерное назначение сварных конструкций
	тип	марка	
Х17Н13М2Т, Х17Н13М3Т	ЭА-1-М2, ЭА-1-М2Ф	ЭНТУ-3М, ЭА-400/10-VI, КТИ-5	При наличии сред с повышенной химической активностью, требующих стойкости против межкристаллитной коррозии при температуре до 350°С; термообработке не подвергаются
ОХ17Н16М3Т	ЭА-1М2Б	НЖ-13, ВСН-5	
	ЭА-2М	ОЗЛ-2	Для работы при 900—950°С в условиях газовых сред, содержащих сернистые соединения; термообработке не подвергаются
ОХ23Н28М3Д3Т		ОЭЛ-11, 15М, ОЗЛ-17У	Для работы в условиях сильно агрессивных сред (серная кислота); температура эксплуатации 0—80°С; термообработке не подвергаются
Х25Н20С2	ЭА-2С2	ОЗЛ-5, ГС-1	Для работы при 900—1100°С или в условиях агрессивных сред при температуре до 450°С; термообработке не подвергаются
	ЭА-2ГС	ОЗЛ-9-1, ОЗЛ-9А	Для работы при температуре до 1000°С с облицовкой металла, обращенного к рабочей среде электродами ОЗЛ-5 или ГС-1
		ОЗЛ-16/АНЖ	Для работы при 900—1000°С, когда к наплавленному металлу предъявляются требования повышенной длительной прочности
СХ20Н14С2	ЭА 2	ОЗЛ-6, ЗИО-8, ЦЛ-25, ОЗЛ-4	Для работы при повышенных температурах без агрессивных сред; термообработке не подвергаются

Продолжение

Марка свариваемой стали	Электроды		Примерное назначение сварных конструкций
	тип	марка	
	Э-2С2	ОЗЛ-5, ГС-1	Для работы при 900—1100°С или при наличии агрессивных сред при температуре до 350°; термообработке не подвергаются
0Х21Н5Т	Э-1	ОЗЛ-14, ЭНТУ-3, ЦЛ-33	
	Э-1а	ОЗЛ-8, ОЗЛ-12, ОЗЛ-14-1	Для работы при температуре до 350°С без агрессивных сред; термообработке не подвергаются
	Э-1Ба	ЦТ-15	Для работы при температуре до 300°С и при наличии агрессивных сред; термообработке не подвергаются
0Х21116М2Т	Э-1М2Б, Э-1М2Ф	НЖ-12, СЛ-28 ЭА-100/10-VI	Для работы при температуре до 300°С и наличии агрессивных сред повышенной активности; термообработке не подвергаются
20—10 ВМСт.3—Ст.2. ВКСт.3	Э42А-Ф Э46-Т	УРНИ13/45; ОЗС-2; ОЗС-4; МР-3	Термообработке подвергать при толщине стенки трубы выше 35 *мм*

ОПЕЧАТКИ

Страница	Строка	Напечатано	Должно быть
26	1 сверху	$P \vee 10$ *кГ/см²*	$P \leqslant 10$ *кГ/см²*
27	Таблица 4, графа 1	До 5	До 25
68	5 снизу	не более трех водопроводов	не более трех водородопроводов
151	1 сверху, права	не напечатано	Приложение 16

gost.e-ecolog.ru

Ответственный редактор М. А. Комская

Зак. 172