

Национальный комплекс  
нормативно-технических документов в строительстве

## **СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

### **ГАЗОСНАБЖЕНИЕ**

**СНБ 4.03.01-98**

**Издание официальное**

**Министерство архитектуры и строительства**

**Республики Беларусь**

**Минск 1999**

**СНБ 4.03.01-98**

---

**УДК 69+696.2(083.74)**

**Ключевые слова:** газ, системы газоснабжения, расходы и давление газа, газопроводы и сооружения, газорегуляторные пункты и установки, газовое оборудование, газонаполнительные станции, резервуарные и баллонные установки.

ОКП РБ 45.21.42

---

### **Предисловие**

**1** РАЗРАБОТАНЫ Государственным предприятием “Стройтехнорм”, Техническим Комитетом по техническому нормированию и стандартизации в строительстве “Теплоэнергетическое оборудование зданий и сооружений”(ТКС 06).

ВНЕСЕНЫ Главным управлением строительной науки и нормативов Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь.

**2** УТВЕРЖДЕНЫ Приказом Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 20 октября 1998 г. № 353.

ЗАРЕГИСТРИРОВАНЫ Главным управлением строительной науки и нормативов Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь за № 72 от 21.10.1998 г.

**3** ВЗАМЕН СНиП 2.04.08-87.

В Национальном комплексе нормативно-технических документов в строительстве настоящие строительные нормы входят в блок 4.03.

**4** Срок первой проверки – 2003 год, периодичность проверки – 5 лет.

Настоящие строительные нормы не могут быть полностью или частично воспроизведены, тиражированы и распространены в качестве официального издания без разрешения Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь.

Изданы на русском языке.

© Минстройархитектуры Республики Беларусь, 1999

СНБ 4.03.01-98

## Содержание

<b>1 Область применения</b> .....	<b>1</b>
<b>2 Нормативные ссылки</b> .....	<b>1</b>
<b>3 Определения, обозначения и сокращения</b> .....	<b>4</b>
<b>4 Общие положения</b> .....	<b>5</b>
<b>5 Системы газоснабжения и нормы давления газа</b> .....	<b>5</b>
<b>6 Расчетные расходы газа, гидравлический расчет газопроводов</b> .....	<b>6</b>
<b>7 Наружные газопроводы и сооружения</b> .....	<b>10</b>
Общие указания .....	10
Подземные газопроводы .....	11
Надземные и наземные газопроводы .....	12
Переходы газопроводов через водные преграды и овраги .....	14
Переходы газопроводов через железнодорожные и трамвайные пути и автомобильные дороги .....	16
Размещение отключающих устройств на газопроводах .....	18
Сооружения на газопроводах .....	19
Защита от коррозии .....	19
Газопроводы из полиэтиленовых труб .....	21
Безопасность зданий и сооружений.....	24
<b>8 Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки</b> .....	<b>24</b>
Размещение ГРП .....	25
Размещение ГРУ .....	26
Оборудование ГРП и ГРУ.....	27
Размещение комбинированных регуляторов .....	29
<b>9 Внутренние устройства газоснабжения</b> .....	<b>30</b>
Общие указания .....	30
Прокладка газопроводов .....	30
Газоснабжение жилых домов .....	32
Газоснабжение общественных и административных зданий .....	34
Газоснабжение производственных установок и котлов.....	35
Горелки инфракрасного излучения .....	37
<b>10 Системы газоснабжения тепловых электростанций</b> .....	<b>38</b>
Общие указания .....	38
Наружные газопроводы и устройства.....	38

Газорегуляторные пункты .....	38
<b>СНБ 4.03.01-98</b>	
Внутреннее газовое оборудование .....	39
Трубопроводы и КИП .....	39
<b>11 Учет расхода газа .....</b>	<b>39</b>
<b>12 Газонаполнительные станции, газонаполнительные пункты, промежуточные склады баллонов, автомобильные газозаправочные станции .....</b>	<b>41</b>
Общие указания .....	41
Газонаполнительные станции сжиженных газов .....	41
Основные здания и сооружения ГНС .....	42
Размещение зданий и сооружений ГНС .....	43
Планировка территории, дороги, требования к зданиям и сооружениям .....	46
Сливные устройства .....	47
Резервуары для СУГ .....	47
Технологическое оборудование ГНС .....	49
Газопроводы, арматура и КИП .....	52
Водоснабжение, канализация, отопление и вентиляция .....	53
Газонаполнительные пункты .....	55
Промежуточные склады баллонов .....	56
Автомобильные газозаправочные станции сжиженных газов .....	57
Электроснабжение, электрооборудование, молниезащита и связь.....	58
<b>13 Газоснабжение сжиженными газами от резервуарных и баллонных установок</b>	<b>59</b>
Общие указания .....	59
Резервуарные установки .....	59
Испарительные и смесительные установки .....	63
Групповые баллонные установки .....	64
Трубопроводы групповых баллонных и резервуарных установок .....	66
Индивидуальные баллонные установки .....	66
<b>14 Дополнительные требования к системам газоснабжения в особых природных условиях .....</b>	<b>67</b>
Подрабатываемые территории .....	67
Районы с пучинистыми, просадочными и набухающими грунтами .....	68
<b>15 Материалы, оборудование, приборы и изделия .....</b>	<b>69</b>
Общие указания .....	69
Стальные трубы .....	69
Соединительные части и детали .....	70
Защитные противокоррозионные материалы .....	71
iv	
<b>СНБ 4.03.01-98</b>	
Трубы и детали соединительные из полиэтилена .....	72

Запорное и регулирующее оборудование, приборы и другие технические изделия .....	72
Дополнительные требования для особых природных условий .....	75
<b>16 Телемеханизация и автоматизированные системы управления технологическими процессами в системах газоснабжения .....</b>	<b>76</b>
<i>Приложение А</i> Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения ...	77
<i>Приложение Б</i> Значение коэффициента часового максимума расхода газа по отраслям промышленности.....	78
<i>Приложение В</i> Значение коэффициента одновременности ( $K_{sim}$ ) для жилых домов ....	79
<i>Приложение Г</i> Гидравлический расчет газопроводов.....	80
<i>Приложение Д</i> Отвод продуктов сгорания .....	81
<i>Приложение Е</i> Выбор стальных труб для систем газоснабжения .....	83
<i>Приложение Ж</i> Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования в системах газоснабжения тепловых электростанций .....	85
<i>Приложение К</i> Число квартир, которое целесообразно снабжать паровой фазой СУГ от одной резервуарной установки .....	87
<i>Приложение Л</i> Число квартир, которое целесообразно снабжать газовоздушной смесью от одной резервуарной установки .....	88
<i>Приложение М</i> Структура, функции и технические средства телемеханизации и автоматизированных систем управления технологическими процессами .....	89
<i>Приложение Н</i> Список используемой литературы .....	94

СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

СНБ 4.03.01-98

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

ГАЗАЗАБЕСПЯЧЭННЕ

GASSUPPLY

Дата введения 1999-07-01

## 1 Область применения

Настоящие строительные нормы распространяются на проектирование систем газоснабжения, предназначенных для обеспечения промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей природными (газовых и нефтяных месторождений) газами и газовоздушными смесями с избыточным давлением не более 1,2 МПа, сжиженными углеводородными газами с избыточным давлением не более 1,6 МПа. Настоящие строительные нормы не распространяются на проектирование внутриплощадочных сетей и газового оборудования предприятий, использующих газ в качестве сырья, отраслей промышленности, для которых проектирование газоснабжения осуществляется в соответствии с отраслевыми нормативными документами, утвержденными в установленном порядке, а также на проектирование газотурбинных электростанций, установок для преобразования энергии избыточного давления природного газа в электрическую энергию, автомобильных заправочных станций природного газа и газооборудование передвижных средств. В состав

систем газоснабжения входят наружные и внутренние (прокладываемые внутри зданий) газопроводы и относящиеся к ним здания, сооружения, устройства и оборудование.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящих строительных нормах использованы ссылки на следующие нормативные документы:

СНБ 2.04.01-97. Строительная теплотехника;  
СНБ 3.03.01-98. Железные дороги колеи 1520 мм;  
СНБ 5.01.01-99. Основания и фундаменты зданий и сооружений;  
СНиП II-35-76. Котельные установки;  
СНиП II-89-80. Генеральные планы промышленных предприятий;  
СНиП III-42-80. Магистральные трубопроводы;  
СНиП 2.01.02-85\* изд.1994 г. Противопожарные нормы;  
СНиП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализация зданий;  
СНиП 2.04.02-84. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения;  
СНиП 2.04.03-85. Канализация. Наружные сети и сооружения;  
СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование;  
СНиП 2.04.07-86. Тепловые сети;  
СНиП 2.04.09-84. Пожарная автоматика зданий и сооружений;  
СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов;  
СНиП 2.05.02-85. Автомобильные дороги;  
СНиП 2.05.03-84. Мосты и трубы;  
СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы;  
СНиП 2.05.07-91. Промышленный транспорт;  
СНиП 2.07.01-89. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений;  
СНиП 2.08.01-89. Жилые здания;

---

Издание официальное

1

### СНБ 4.03.01-98

СНиП 2.09.02-85\* изд.1991г. Производственные здания;  
СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий;  
СНиП 2.09.04-87. Административные и бытовые здания;  
СНиП 3.05.02-88. Газоснабжение;  
СНиП 3.05.07-85. Системы автоматизации;  
СН 245-71. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий;  
СН 441-72\* изд.1987 г. Указания по проектированию ограждений площадок и участков предприятий, зданий и сооружений;  
СН 512-78. Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин;  
ГОСТ 9.602-89. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии;  
ГОСТ 21.610-85. СПДС. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи;  
ГОСТ 26.011-80. Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные;  
ГОСТ 26.013-81. Средства измерений и автоматизации. Сигналы электрические с дискретным изменением параметров входные и выходные;  
ГОСТ 26.205-88Е. Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия;  
ГОСТ 380-94. Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки;  
ГОСТ 481-80. Паронит и прокладки из него. Технические условия;  
ГОСТ 495-92. Листы и полосы медные. Технические условия;  
ГОСТ 617-90. Трубы медные. Технические условия;

ГОСТ 1050-88. Сталь углеродистая качественная конструкционная. Технические условия;  
ГОСТ 3262-75. Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия;  
ГОСТ 4543-71 Сталь легированная конструкционная. Технические условия;  
ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия;  
ГОСТ 6533-78. Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов и аппаратов. Основные размеры;  
ГОСТ 7338-90. Пластины резиновые и резинотканевые. Технические условия;  
ГОСТ 8696-74. Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические условия;  
ГОСТ 8731-74. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия;  
ГОСТ 8732-78. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент;  
ГОСТ 8733-74. Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические условия;  
ГОСТ 8734-75. Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент;  
ГОСТ 8946-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Угольники проходные. Основные размеры;  
ГОСТ 8947-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Угольники переходные. Основные размеры;  
ГОСТ 8948-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники прямые. Основные размеры;  
ГОСТ 8949-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники переходные. Основные размеры;  
ГОСТ 8950-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники с двумя переходами. Основные размеры;  
ГОСТ 8951-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты прямые. Основные размеры;  
ГОСТ 8952-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты переходные. Основные размеры;  
ГОСТ 8953-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для

2

## СНБ 4.03.01-98

трубопроводов. Кресты с двумя переходами. Основные размеры;  
ГОСТ 8954-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты прямые короткие. Основные размеры;  
ГОСТ 8955-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты прямые длинные. Основные размеры;  
ГОСТ 8956-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты компенсирующие. Основные размеры;  
ГОСТ 8957-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты переходные. Основные размеры;  
ГОСТ 8959-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Гайки соединительные. Основные размеры;  
ГОСТ 8963-75. Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Пробки. Основные размеры;  
ГОСТ 8966-75. Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Муфты прямые. Основные размеры;  
ГОСТ 8968-75. Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Контргайки. Основные размеры;  
ГОСТ 8969-75. Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Сгоны. Основные размеры;

ГОСТ 9544-93. Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов;  
ГОСТ 9931-85. Корпусы цилиндрические стальных сварных сосудов и аппаратов. Типы, основные параметры и размеры;  
ГОСТ 10704-91. Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент;  
ГОСТ 10705-80. Трубы стальные электросварные. Технические условия;  
ГОСТ 10706-76. Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования;  
ГОСТ 10798-93. Плиты газовые бытовые. Общие технические условия;  
ГОСТ 11032-80. Аппараты водонагревательные емкостные газовые бытовые. Технические условия;  
ГОСТ 11881-76Е. ГСП. Регуляторы, работающие без использования постоянного источника энергии. Общие технические условия;  
ГОСТ 12820-80. Фланцы стальные плоские приварные на  $P_y$  от 0,1 до 2,5 МПа. Конструкция и размеры;  
ГОСТ 12821-80. Фланцы стальные приварные встык на  $P_y$  от 0,1 до 20,0 МПа. Конструкция и размеры;  
ГОСТ 13726-78. Ленты из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия;  
ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;  
ГОСТ 14249-89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность;  
ГОСТ 15180-86. Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры;  
ГОСТ 16338-85Е. Полиэтилен низкого давления. Технические условия;  
ГОСТ 17375-83. Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на  $P_y \leq 10$  МПа. Отводы крутоизогнутые. Конструкция и размеры;  
ГОСТ 17376-83. Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на  $P_y \leq 10$  МПа. Тройники. Конструкция и размеры;  
ГОСТ 17378-83. Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на  $P_y \leq 10$  МПа. Переходы. Конструкция и размеры;  
ГОСТ 17379-83. Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на  $P_y \leq 10$  МПа. Заглушки эллиптические. Конструкция и размеры;  
ГОСТ 19281-89. Сталь низколегированная сортовая и фасонная. Технические условия;  
ГОСТ 19910-94. Аппараты водонагревательные проточные газовые бытовые. Технические условия;  
ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия;  
ГОСТ 20448-90. Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-

3

#### **СНБ 4.03.01-98**

бытового потребления. Технические условия;  
ГОСТ 21204-83. Горелки газовые промышленные. Классификация. Общие технические требования, маркировка и хранение;  
ГОСТ 21552-84Е. Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение;  
ГОСТ 21631-76Е. Листы из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия;  
ГОСТ 25696-83. Горелки газовые инфракрасного излучения. Общие технические требования и приемка;  
СТБ ГОСТ Р 50838-97. Трубы из полиэтилена для газопроводов;  
СТБ 11.0.03-95. Система стандартов пожарной безопасности. Пассивная противопожарная защита. Термины и определения;  
ТУ РБ 00555028.030-97. Соединение труб неразъемное;  
ТУ РБ 005550283.040-97. Фланцы стальные плоские приварные на  $P_y 1,2$  МПа;  
ТУ РБ 00203507-004-94. Детали соединительные из полиэтилена средней плотности;

ТУ РБ 00203507.016-97. Муфты соединительные полиэтиленовые с закладными нагревателями;  
ВСН 116-87. Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи;  
ВСН 600-81. Инструкция по монтажу сооружений устройств связи, радиовещания и телевидения;  
ПУЭ. Правила устройства электроустановок (6 издание).

### **3 Определения, обозначения и сокращения**

В настоящих строительных нормах применяются следующие определения и сокращения.

*Крышная котельная* – котельная, размещаемая на покрытии здания непосредственно, на специально устроенном основании на покрытии или в верхнем техническом этаже (чердачном помещении) здания;

*Топочная* – помещение в индивидуальном жилом доме, коттедже, административном или общественном здании, предназначенное для установки теплогенераторов, обеспечивающих теплотой данный объект.

АГЗС – автомобильная газозаправочная станция;

АСУ ТП – автоматизированные системы управления технологическими процессами;

ВЛ – воздушная линия;

ГВВ – горизонт высоких вод;

ГИИ – горелка инфракрасного излучения;

ГНП – газонаполнительный пункт;

ГНС – газонаполнительная станция;

ГРП – газорегуляторный пункт;

ГРС – газораспределительная станция;

ГРУ – газорегуляторная установка;

ИФС – изолирующие фланцевые соединения;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КП – контролируемый пункт;

МЭД – медносульфатный электрод;

ОП – операторский пункт;

ПГРП – промежуточный газорегуляторный пункт;

ПЗК – предохранительный запорный клапан;

ПСБ – промежуточный склад баллонов;

ПСК – предохранительный сбросной клапан;

ПУ – пункт управления;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

СИА – средства измерений и автоматизации;

СУГ – сжиженный углеводородный газ;

ТМ – телемеханизация;

УВТК – управляющие вычислительные телемеханические комплексы;

ЦПУ – центральный пункт управления;

ШРП – шкафной регуляторный пункт.

### **4 Общие положения**

**4.1** Проектирование систем газоснабжения осуществляется на основании зональных схем газоснабжения (города, района, отдельного региона), утвержденных в установленном порядке.

**4.2** При проектировании систем газоснабжения кроме требований настоящих норм следует соблюдать требования “Правил безопасности в газовом хозяйстве Республики Беларусь”, “Правил пользования газом в народном хозяйстве”, “Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”, “Правил устройства электроустановок”, СНиП 3.05.02, СНиП II-35, а также других нормативных документов, утвержденных в порядке, установленном действующим законодательством Республики Беларусь.

**4.3** Газ, предусматриваемый для использования в качестве топлива, должен соответствовать требованиям ГОСТ 5542 и ГОСТ 20448.

**4.4** Подача неодорированного газа для производственных установок промышленных предприятий и электростанций, использующих газ в качестве топлива, допускается по согласованию с Проматомнадзором и газоснабжающей организацией.

**4.5** Температура газа, выходящего из газораспределительных станций, должна быть не ниже минус 10 °С при подаче газа в подземные газопроводы и не ниже расчетной температуры наружного воздуха для района строительства при подаче газа в надземные и наземные газопроводы.

За расчетную температуру наружного воздуха следует принимать температуру наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 по СНБ 2.04.01.

При подаче из ГРС газа с отрицательной температурой в подземные газопроводы, прокладываемые в пучинистых грунтах, должны быть предусмотрены мероприятия по механической устойчивости газопровода. Температура газа на выходе из ГРС не должна превышать плюс 40 °С.

**4.6** Использование в качестве топлива смеси СУГ с воздухом и других газовоздушных смесей допускается при содержании горючих и негорючих компонентов в соотношении, обеспечивающем превышение верхнего предела воспламеняемости смеси не менее чем в 2 раза.

**4.7** При проектировании газоснабжения жилых домов должен предусматриваться поквартирный учет расхода газа.

**4.8** Учет расхода газа и выбор систем учета осуществляется в соответствии с требованиями раз дела 11.

## **5 Системы газоснабжения и нормы давления газа**

**5.1** Выбор системы распределения, давления газа, числа ГРС, ГРП и принципа построения распределительных газопроводов (кольцевые, тупиковые, смешанные) следует производить на основании сравнения технико-экономических показателей различных вариантов с учетом объемов газопотребления, плотности расположения потребителей, требований по надежности газоснабжения, а также затрат на строительство и эксплуатацию.

**5.2** Выбор площадки для размещения ГРС и ГРП должен обеспечивать максимальное их приближение к центру нагрузок.

**5.3** Установка турбодетандерных агрегатов для выработки электрической энергии на ГРС, ПГРП и ГРП тепловых электростанций и крупных газопотребляющих предприятий предусматривается при соответствующем технико-экономическом обосновании.

**5.4** Шкафные ГРП следует предусматривать для газоснабжения:

- населенных пунктов в сельской местности;
- сельскохозяйственных агрегатов и других потребителей;
- кварталов (районов) индивидуальной жилой застройки.

**5.5** Газопроводы систем газоснабжения в зависимости от рабочего (избыточного) давления транспортируемого газа подразделяются на:

- газопроводы высокого давления I категории – при рабочем давлении газа свыше 0,6 до 1,2 МПа включительно для природного газа и газозвоздушных смесей и до 1,6 МПа для СУГ;
- газопроводы высокого давления II категории
- при рабочем давлении газа свыше 0,3 до 0,6 МПа;
- газопроводы среднего давления – при рабочем давлении газа свыше 500 даПа до 0,3 МПа;
- газопроводы низкого давления – при рабочем давлении газа до 500 даПа включительно.

5

## **СНБ 4.03.01-98**

**5.6** Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения, приведена в приложении А.

**5.7** Давление газа в газопроводах, прокладываемых внутри зданий, следует принимать не более значений, приведенных в таблице 1.

Для тепловых установок промышленных предприятий и отдельно стоящих котельных допускается использование газа с давлением до 1,2 МПа, если такое давление требуется по условиям технологии производства. Допускается использование газа давлением до 0,6 МПа в котельных, расположенных в пристройках к производственным зданиям, и до 0,3 МПа в топочных, расположенных в существующих пристройках, согласно 9.48.

**5.8** Давление газа перед бытовыми газовыми приборами следует принимать в соответствии паспортными данными приборов, но не более указанного в поз. 4 таблицы 1.

**5.9** Газоснабжение жилых домов в городах и сельских населенных пунктах следует, как правило, осуществлять от газопроводов среднего давления с применением комбинированных домовых регуляторов давления газа.

## **6 Расчетные расходы газа, гидравлический расчет газопроводов**

**6.1** Годовые расходы газа для каждой категории потребителей следует определять на конец расчетного периода с учетом перспективы развития объектов – потребителей газа.

Продолжительность расчетного периода устанавливается на основании плана перспективного развития объектов – потребителей газа.

**6.2** Годовые расходы газа для жилых домов, предприятий бытового обслуживания населения, общественного питания, предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий, а также для учреждений здравоохранения следует определять по нормам расхода теплоты, приведенным в таблице 2.

Нормы расхода газа для потребителей, не перечисленных в таблице 2, следует принимать по нормам расхода других видов топлива или по данным фактического расхода используемого топлива с учетом КПД при переходе на газовое топливо.

**6.3** При составлении проектов генеральных планов городов и других населенных пунктов допускается принимать укрупненные показатели потребления газа, м<sup>3</sup>/год на 1 чел., при теплоте сгорания газа 34 МДж/м<sup>3</sup>:

- при наличии централизованного горячего водоснабжения – 100;
- при горячем водоснабжении от газовых водонагревателей – 250;
- при отсутствии всяких видов горячего водоснабжения – 125 (165 в сельской местности).

**6.4.** Годовые расходы газа на нужды предприятий торговли, предприятий бытового обслу-

Таблица 1

Потребители газа	Давление газа
1 Производственные здания промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а также отдельно стоящие котельные и предприятия бытового обслуживания производственного характера (бани, прачечные, фабрики химчистки, предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий и пр.)	0,6 МПа
2 Предприятия бытового обслуживания производственного характера, перечисленные в поз.1, пристроенные к зданиям другого производственного назначения или встроенные в эти здания, а также крышные котельные	0,3 МПа
3 Предприятия бытового обслуживания непромышленного характера и общественные здания	500 даПа
4 Жилые дома	300 даПа

6

СНБ 4.03.01-98

Таблица 2

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж
<i>1 Жилые дома</i>		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении природным газом СУГ	На 1 чел. в год	2800
	То же	2540
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении природным газом СУГ	"	8000
	"	73000
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении природным газом СУГ	"	4600
	"	4240
<i>2 Предприятия бытового обслуживания населения</i>		
Фабрики-прачечные	на стирку белья в механизированных прачечных	8800
	на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами	12600
	на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	18800

Дезкамеры		
на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах	”	2240
на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	”	1260
Бани		
мытьё без ванн	На 1 помывку	40
мытьё в ваннах	То же	50
<i>3 Предприятия общественного питания</i>		
Столовые, рестораны, кафе		
на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия)	На 1 обед	4,2
на приготовление завтраков или ужинов	На 1 завтрак или ужин	2,1

7

**СНБ 4.03.01-98**

Окончание таблицы 2

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж
<i>4 Учреждения здравоохранения</i>		
Больницы, родильные дома		
на приготовление пищи	На 1 койку в год	3200
на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	То же	9200
<i>5 Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий</i>		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни		
на выпечку хлеба формового	На 1 т изделий	2500
на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы	То же	5450
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т.п.)	«	7750

*Примечания*

1 Нормы расхода теплоты на жилые дома, приведенные в таблице, учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях.

2 При применении газа для лабораторных нужд школ, вузов, техникумов и других специальных учебных заведений норму расхода теплоты следует принимать в размере 50 МДж в год на одного учащегося

живания непромышленного характера и т.п. следует принимать в размере до 5 % суммарного расхода теплоты на жилые дома, приведенного в таблице 2.

**6.5** Годовые расходы газа на технологические нужды промышленных и сельскохозяйственных предприятий следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) этих предприятий с перспективой их развития или на основе технологических норм расхода топлива (теплоты).

**6.6** Годовые расходы теплоты на приготовление кормов и подогрев воды для животных следует принимать по таблице 3.

**6.7** Система газоснабжения городов и других населенных пунктов должна рассчитываться на максимальный часовой расход газа.

**6.8** Максимальный расчетный часовой расход газа ( $Q_d^h$ ), м<sup>3</sup>/ч, при 0 °С и абсолютном давлении

Таблица 3

Назначение расходуемого газа	Домашнее животное	Нормы расхода теплоты на нужды животных, МДж
Приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов и корне-, клубнеплодов	1 лошадь	1700
	1 корова	8400
	1 свинья	4200
Подогрев воды для питья и санитарных целей	На одно животное	420

8

## СНБ 4.03.01-98

нии газа 0,1 МПа на хозяйственно-бытовые и производственные нужды следует определять как долю годового расхода по формуле

$$Q_d^h = K_{\max}^h Q_y, \quad (1)$$

где  $K_{\max}^h$  – коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа);

$Q_y$  – годовой расход газа, м<sup>3</sup>/год.

Коэффициент часового максимума расхода газа следует принимать дифференцированно по каждому району газоснабжения, сети которого представляют самостоятельную систему, гидравлически не связанную с системами других районов.

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, приведены в таблице 4; для бань, прачечных, предприятий общественного питания и предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий – в таблице 5.

**6.9** Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности и предприятий бытового обслуживания производственного характера (за исключением предприятий, приведенных в таблице 5) следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) или по формуле (1),

Таблица 4

Число жителей, снабжаемых газом, тыс.чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления), $K_{\max}^h$
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300

30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

Таблица 5

Предприятия	Коэффициент часового максимума расхода газа, $K_{\max}^h$
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба и кондитерских изделий	1/6000

*Примечание* — Для бань и прачечных коэффициенты часового максимума расхода газа приведены с учетом расхода газа на нужды отопления и вентиляции.

#### СНБ 4.03.01-98

исходя из годового расхода газа с учетом коэффициентов часового максимума по отрасли промышленности, приведенных в приложении Б.

**6.10** Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетный часовой расход газа ( $Q_d^h$ ), м<sup>3</sup>/ч, следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{sim} q_{nom} n_j, \quad (2)$$

где — сумма произведе-  $\sum_{i=1}^m$  ний величин ( $K_{sim}$ ), ( $q_{nom}$ ) и ( $n_j$ ) от (i) до (m);

$K_{sim}$  — коэффициент одновременности, значение которого следует принимать для жилых домов по приложению В;

$q_{nom}$  — номинальный расход газа прибором или группой приборов, м<sup>3</sup>/ч, принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов;

$n_j$  — число однотипных приборов или групп приборов;

$m$  — числа типов приборов или групп приборов.

**6.11** Годовые и расчетные часовые расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения следует определять в соответствии с указаниями СНиП 2.04.01, СНиП 2.04.05 и СНиП 2.04.07.

**6.12** Гидравлические режимы работы распределительных газопроводов низкого, среднего и высокого давления должны приниматься из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспе-

чивающей устойчивостью работы ГРП и ГРУ, а также работы горелок потребителей в допустимых диапазонах давления газа.

**6.13** Расчетные внутренние диаметры газопроводов необходимо определять гидравлическим расчетом из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

Гидравлический расчет газопроводов следует производить по данным, приведенным в приложении Г.

## **7 Наружные газопроводы и сооружения**

### **Общие указания**

**7.1** Требования настоящего раздела распространяются на проектирование наружных газопроводов от ГРС или ГРП до потребителей газа (наружных стен зданий и сооружений).

**7.2** Проекты наружных газопроводов, прокладываемых по территории населенных пунктов, следует выполнять на топографических планах в масштабах, предусмотренных ГОСТ 21.610. Допускается выполнение проектов межпоселковых газопроводов на планах М 1:5000 при закреплении оси трассы в натуре. Допускается не составлять продольные профили участков газопровода, прокладываемого на местности со спокойным рельефом, при отсутствии пересечений газопровода с естественными преградами и различными сооружениями.

**7.3** Прокладку наружных газопроводов на территории населенных пунктов следует предусматривать, как правило, подземной в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01. Надземная и наземная прокладка наружных газопроводов допускается внутри жилых кварталов и дворов, а также на других отдельных участках трассы.

Прокладку газопроводов по отношению к метрополитену следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01.

На территории промышленных предприятий прокладка наружных газопроводов следует осуществлять, как правило, надземно в соответствии с требованиями СНиП II-89.

**7.4** Выбор трассы подземных газопроводов следует производить с учетом коррозионной агрессивности грунтов и наличия блуждающих токов в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602.

**7.5** Вводы газопроводов в жилые дома должны предусматриваться в нежилые помещения, доступные для осмотра газопроводов.

Вводы газопроводов в общественные здания следует предусматривать непосредственно в помещение, где установлены газовые приборы, или в коридоры.

Размещение отключающих устройств следует предусматривать, как правило, снаружи здания.

**7.6** Вводы газопроводов в здания промышленных предприятий и другие здания производственного характера следует предусматривать непосредственно в помещение, где

находятся агрегаты, потребляющие газ, или в смежное с ним помещение при условии соединения этих помещений открытым проемом. При этом воздухообмен в смежном помещении должен быть не менее трех кратного в час.

**7.7** Вводы газопроводов не должны проходить через фундаменты и под фундаментами зданий. Допускается пересечение фундаментов на входе и выходе газопроводов ГРП.

**7.8** Вводы газопроводов в технические подполья и технические коридоры и разводка по этим помещениям в жилых домах и общественных зданиях допускаются только при подводе к ним наружных газопроводов низкого давления во внутриквартальных коллекторах.

**7.9** Не допускаются вводы газопроводов в подвалы, лифтовые помещения, вентиляционные камеры и шахты, помещения мусоросборников, трансформаторных подстанций, распределительных устройств, машинные отделения, складские помещения, помещения, относящиеся по взрывной и взрывопожарной опасности к категориям А и Б.

**7.10** Конструктивные решения вводов следует принимать с учетом требований 7.18.

**7.11** Соединения стальных труб, а также соединения полиэтиленовых труб следует предусматривать на сварке.

Разъемные (фланцевые и резьбовые) соединения допускаются в местах установки запорной арматуры, измерительных диафрагм, контрольно-измерительных приборов, компенсаторов и устройств электрозащиты.

**7.12** Соединения полиэтиленовых труб со стальными предусматриваются, как правило, на под земных участках газопровода в колодцах или не посредственно в грунте.

Разъемные соединения следует размещать в колодцах.

Допускается размещать непосредственно в грунте монтажные резьбовые соединения полиэтиленовых труб со стальными при условии выполнения мероприятий по их защите от коррозии.

Допускается размещение соединения полиэтилен-сталь над поверхностью грунта при условии защиты полиэтиленовой трубы и соединения футляром с заполнением межтрубного пространства песком.

Не допускается предусматривать в грунте разъемные соединения на стальных газопроводах.

### **Подземные газопроводы**

**7.13** Минимальные расстояния по горизонтали от подземных и наземных (в насыпи) газопроводов до зданий (кроме ГРП) и сооружений следует принимать в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01. Указанные расстояния от зданий ГРП до входящих и выходящих газопроводов не нормируются.

Допускается уменьшение до 50 % расстояний, указанных в СНиП 2.07.01 для газопроводов давлением до 0,6 МПа, при прокладке их между зданиями и под арками зданий, в стесненных условиях на отдельных участках трассы, а также от газопроводов давлением свыше 0,6 МПа до отдельно стоящих нежилых и подсобных строений.

В этих случаях на участках сближения и по 5 м в каждую сторону от этих участков все сварные (монтажные) стыки должны быть проверены неразрушающими методами контроля.

Расстояние от газопровода до наружных стенок колодцев и камер других подземных инженерных сетей следует принимать не менее 0,3 м.

На участках, где расстояние в свету от газопровода до колодцев и камер других подземных инженерных сетей составляет от 0,3 м до нормативного расстояния для данной коммуникации, газопроводы следует прокладывать с соблюдением требований, предъявляемых к прокладке газопроводов в стесненных условиях.

При прокладке электросварных труб в футляре последний должен выходить не менее чем на 2 м в каждую сторону от стенки колодца или камеры.

Расстояния от газопровода до опор воздушной линии связи, контактной сети трамвая, троллейбуса и электрифицированных железных дорог следует принимать как до опор воздушных линий электропередачи соответствующего напряжения.

Минимальные расстояния от газопроводов до тепловой сети бесканальной прокладки с продольным дренажем следует принимать аналогично канальной прокладке тепловых сетей.

Минимальные расстояния в свету от газопровода до ближайшей трубы тепловой сети бесканальной прокладки без дренажа следует принимать как до водопровода. Расстояния от анкерных опор, выходящих за габариты труб тепловой сети, следует принимать с учетом сохранности последних.

11

### **СНБ 4.03.01-98**

Минимальное расстояние по горизонтали от газопровода до напорной канализации допускается принимать как до водопровода.

Расстояние от газопровода до железнодорожных путей узкой колеи следует принимать как до трамвайных путей по СНиП 2.07.01.

Расстояния от газопроводов до складов и предприятий с легковоспламеняющимися материалами следует принимать по нормам этих предприятий, но не менее расстояний, указанных в СНиП 2.07.01.

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали от газопроводов до магистральных газопроводов и нефтепроводов следует принимать в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06.

**7.14** Допускается предусматривать совместную прокладку в одной траншее двух и более стальных и полиэтиленовых газопроводов на одном или разных уровнях (ступенями). Количество стальных и полиэтиленовых газопроводов, прокладываемых в одной траншее, принимается проектной организацией из условий возможности производства работ по монтажу, ремонту и техническому обслуживанию газопроводов.

Минимальные расстояния по горизонтали в свету между газопроводами принимаются по СНиП 2.07.01.

**7.15** Расстояние по вертикали в свету при пересечении газопроводов всех давлений с подземными инженерными сетями следует принимать не менее 0,2 м, электрическими сетями – в соответствии с ПУЭ, с кабельными линиями связи и радиотрансляционными сетями – в соответствии с ВСН 116 и ВСН 600.

**7.16** В местах пересечения подземными газопроводами каналов тепловой сети, коммуникационных коллекторов, каналов различного назначения с проходом над или под пересекаемым сооружением следует предусматривать прокладку газопровода в футляре, выходящем на 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений, а также проверку неразрушающими методами контроля всех сварных стыков в пределах пересечения и по 5 м в стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений.

На одном конце футляра следует предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство.

**7.17** Глубину прокладки газопроводов следует принимать не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра.

В местах, где не предусматривается движение транспорта, кроме пахотных земель, глубину прокладки газопроводов допускается уменьшать до 0,6 м.

**7.18** Газопроводы в местах прохода через наружные стены зданий следует заключать в футляры.

Пространство между стеной и футляром следует тщательно заделывать на всю толщину пересекемой конструкции.

Концы футляра следует уплотнять эластичным негорячим материалом.

**7.19** Прокладку газопроводов в грунтах с включением строительного мусора и перегноя следует предусматривать с устройством под газопровод основания из песчаного грунта толщиной не менее 10 см (над выступающими неровностями основания); засыпку газопровода следует предусматривать таким же грунтом на полную глубину траншеи.

В грунтах с несущей способностью менее 0,025 МПа, а также в грунтах с включением строительного мусора и перегноя дно траншеи следует усиливать путем подкладки анти-септированных деревянных брусьев, бетонных брусьев, устройства свайного основания или втрамбовывания щебня или гравия. В этом случае подсыпку грунта под газопровод и засыпку его следует производить как указано в первом абзаце данного пункта.

При прокладке газопровода по торфяникам необходимо производить выторфовку с последующим выполнением требований первого абзаца.

**7.20** При наличии подземных вод следует предусматривать мероприятия по предотвращению всплытия газопроводов, если это подтверждается расчетом.

### **Надземные и наземные газопроводы**

**7.21** Надземные газопроводы следует прокладывать на отдельно стоящих опорах, этажерках и колоннах из негорючих материалов или по стенам и покрытиям зданий.

При этом разрешается прокладка:

- на отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах и этажерках – газопроводов всех давлений;
- по стенам производственных зданий с помещениями категорий В, Г и Д – газопроводов давлением до 0,6 МПа;
- по стенам общественных зданий и жилых домов не ниже III-IIIа степени огнестойкости – газопроводов давлением до 0,3 МПа;

12

### **СНБ 4.03.01-98**

- по стенам общественных зданий и жилых домов IV-V степени огнестойкости – газопроводов низкого давления с условным диаметром труб, как правило, не более 50 мм, а при размещении регулятора давления газа на наружных ограждающих конструкциях этих зданий – газопроводов, давлением до 0,3 МПа – на участках до регуляторов;
- по кровлям жилых, общественных и производственных зданий I, II IIIа степени огнестойкости с производствами категории В, Г, Д – газопроводов давлением до 0,3 МПа.

Газопроводы к крышным котельным следует прокладывать по глухим стенам зданий. При отсутствии глухих стен допускается прокладка газопроводов по стенам с проемами на расстоянии не менее 0,75 м от проема.

Запрещается транзитная прокладка:

- по стенам и покрытиям зданий детских учреждений, больниц, школ и зрелищных предприятий – газопроводов всех давлений;
- по стенам и покрытиям жилых домов – газопроводов среднего и высокого давления.

Запрещается прокладка газопроводов всех давлений по стенам и покрытиям из панелей с металлической или пластиковой обшивкой и полимерным утеплителем и по зданиям категорий А и Б по взрывопожарной и пожарной опасности.

7.22 Надземные газопроводы, прокладываемые на территории промышленных предприятий, и опоры для этих газопроводов следует проектировать с учетом требований СНиП II-89 и СНиП 2.09.03.

7.23 Газопроводы высокого давления разрешается прокладывать по глухим стенам, над окнами и дверными проемами одноэтажных и над окнами верхних этажей многоэтажных производственных зданий с помещениями по взрывопожарной и пожарной опасности категорий В, Г и Д и заблокированных с ними вспомогательных зданий, а также зданий отдельно стоящих котельных.

В производственных зданиях допускается прокладка газопроводов низкого и среднего давления вдоль переплетов неоткрывающихся окон и пересечение указанными газопроводами световых проемов, заполненных стеклблоками.

7.24 Расстояния между проложенными по стенам зданий газопроводами и другими инженерными сетями следует принимать в соответствии с требованиями, предъявляемыми к прокладке газопроводов внутри помещений (раздел 9).

7.25 Не допускается предусматривать разъемные соединения на газопроводах под оконными проемами и балконами жилых зданий и общественных зданий непроизводственного характера.

7.26 Надземные и наземные газопроводы, а также подземные газопроводы на участках, примыкающих к местам входа и выхода из земли, следует проектировать с учетом продольных деформаций по возможным температурным воздействиям.

7.27 Высоту прокладки надземных газопроводов следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89.

На свободной территории вне проезда транспорта и прохода людей допускается прокладка газопроводов на низких опорах на высоте не менее 0,35 м от земли до низа трубы.

7.28 Газопроводы в местах входа и выхода из земли следует заключать в футляр только в случаях, когда возможны механические повреждения их транспортом, передвижением механизмов, грузов и т.п. Высота футляра принимается из условия обеспечения сохранности газопровода.

7.29 Расстояния по горизонтали в свету от надземных газопроводов, проложенных на опорах, и наземных (без обвалования) до зданий и сооружений следует принимать не менее значений, указанных в таблице 6.

7.30 Расстояние между надземными газопроводами и другими инженерными коммуникациями надземной и наземной прокладки следует принимать с учетом возможности монтажа, осмотра и ремонта каждого из трубопроводов.

7.31 Расстояния между газопроводами и воздушными линиями электропередачи, а также кабелями следует принимать по ПУЭ.

7.32 Расстояния между опорами надземных газопроводов следует определять в соответствии с требованиями СНиП 2.04.12.

7.33 Допускается предусматривать прокладку на отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах, этажерках газопроводов с трубопроводами другого назначения согласно СНиП II-89.

7.34 Совместную прокладку газопроводов с электрическими кабелями и проводами, в

Здания и сооружения	Расстояние в свету до зданий и сооружений от проложенных на опорах надземных газопроводов и наземных (без обвалования), м			
	низкого давления	среднего давления	высокого давления II категории	высокого давления I категории
Производственные и складские здания с помещениями категорий А и Б	5*)	5*)	5*)	10*)
То же, категорий В, Г и Д	—	—	—	5
Жилые и общественные здания I-IIIа степени огнестойкости	—	—	5	10
То же IV и V степени огнестойкости	—	5	5	10
Открытые склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и склады горючих материалов, расположенные вне территории промышленных предприятий	20	20	40	40
Железнодорожные и трамвайные пути (до ближайшего рельса)	3	5	3	3
Подземные инженерные сети: водопровод, канализация, тепловые сети, телефонная канализация, электрические кабельные блоки (от края фундамента опоры газопровода)	1	1	1	1
Дороги (от бордюрного камня, внешней бровки кювета или подшвы насыпи дороги)	1,5	1,5	1,5	1,5
Ограда открытого распределительного устройства и открытой подстанции	10	10	10	10

*Примечание* — Знак "—" означает, что расстояние не нормируется.

\*) Для газопроводов ГРП (входящих и выходящих) расстояние не нормируется.

том числе предназначенными для обслуживания газопроводов (силовыми, для сигнализации, диспетчеризации, управления задвижками), следует предусматривать в соответствии с указаниями ПУЭ.

**7.35** Прокладку газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам следует предусматривать в случаях, когда это допускается требованиями СНиП 2.05.03, при этом прокладку газопроводов следует осуществлять в местах, исключаящих возможность скопления газа (в случае его утечки) в конструкциях моста.

### **Переходы газопроводов через водные преграды и овраги**

**7.36** Подводные переходы газопроводов через водные преграды следует предусматривать на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий.

7.37 Створы подводных переходов через реки следует предусматривать на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минималь-

14

СНБ 4.03.01-98

ной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода следует предусматривать, как правило, перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами.

7.38 Подводные переходы газопроводов при ширине водных преград при меженном горизонте 75 м и более следует предусматривать, как правило, в две нитки с пропускной способностью каждой по 0,75 расчетного расхода газа.

Допускается не предусматривать вторую (резервную) нитку газопровода при прокладке:

- закольцованных газопроводов, если при отключении подводного перехода обеспечивается бесперебойное снабжение газом потребителей;
- тупиковых газопроводов к промышленным потребителям, если данные потребители могут перейти на другой вид топлива на период ремонта подводного перехода.

7.39 Допускается прокладка второй (резервной) нитки при пересечении водных преград шириной менее 75 м в следующих случаях:

- для газоснабжения потребителей, не допускающих перерывов в подаче газа;
- при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню горизонта высоких вод при обеспеченности 10 % и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней;
- на водных преградах с неустойчивым дном и берегами.

7.40 Минимальные расстояния по горизонтали от мостов до подводных и надводных газопроводов в местах перехода их через водные преграды следует принимать по таблице 7.

7.41 Толщину стенок труб для подводных переходов следует принимать на 2 мм больше расчетной, но не менее 5 мм. Для газопроводов диаметром менее 250 мм допускается увеличивать толщину стенки для обеспечения отрицательной плавучести газопровода.

7.42 Границами подводного перехода газопровода, определяющими длину перехода, следует считать участок, ограниченный ГВВ не ниже отметок обеспеченности 10 %. Запорную арматуру следует размещать вне границ этого участка.

7.43 Расстояния между осями параллельных газопроводов на подводных переходах следу-

Таблица 7

Водные преграды	Тип моста	Расстояние по горизонтали между газопроводом и мостом при прокладке газопровода, м			
		выше моста по течению		ниже моста по течению реки	
		от надводного газопровода	от подводного газопровода	от надводного газопровода	от подводного газопровода
Судоходные замерзающие	Всех типов	По СНиП 2.05.06		50	50
Судоходные незамерзающие	То же	50	50	50	50
Несудоходные замерзающие	Многопролетные	По СНиП 2.05.06		50	50
Несудоходные незамерзающие	То же	20	20	20	20

Несудоходные. Для газопроводов давления					
низкого	Одно- и двухпролетные	2	20	2	10
среднего и высокого	То же	5	20	5	20

### СНБ 4.03.01-98

ет принимать не менее 30 м.

На несудоходных реках с руслом, не подверженным размыву, а также при пересечении водных преград в пределах населенного пункта допускается предусматривать укладку двух газопроводов в одну траншею. Расстояние между газопроводами в свету в этом случае должно быть не менее 0,5 м.

При прокладке газопроводов на пойменных участках расстояние между газопроводами допускается принимать таким же, как для линейной части газопровода.

**7.44** Прокладку газопроводов на подводных переходах следует предусматривать с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Проектную отметку верха забалластированного газопровода следует принимать на 0,5 м, а на переходах через судоходные и сплавные реки на 1 м ниже прогнозируемого профиля дна, определяемого с учетом возможного размыва русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода.

На подводных переходах через несудоходные и неславные водные преграды допускается уменьшение глубины укладки газопроводов, но верх забалластированного газопровода во всех случаях должен быть ниже отметки возможного размыва дна водоема на расчетный срок эксплуатации газопровода.

**7.45** Ширину траншеи по дну следует принимать в зависимости от методов ее разработки и характера грунта, режима водной преграды и необходимости проведения водолазного обследования.

Крутизну откосов подводных траншей необходимо принимать в соответствии с требованиями СНиП III-42.

**7.46** Расчет подводных газопроводов против всплытия (на устойчивость) и их балластировку следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06.

**7.47** Для газопроводов, прокладываемых на участках подводных переходов, следует предусматривать решения по защите изоляции от повреждения.

**7.48** На обоих берегах судоходных и лесосплавных водных преград следует предусматривать опознавательные знаки установленных образцов. На границе подводного перехода необходимо предусматривать установку постоянных реперов: при ширине преграды при меженном горизонте до 75 м – на одном берегу, при большей ширине – на обоих берегах.

**7.49** Высоту прокладки надводного перехода газопровода следует принимать (от низа трубы или пролетного строения):

– при пересечении несудоходных, неславных рек, мелиоративных каналов, оврагов и балок, где возможен ледоход, – не менее 0,2 м над уровнем ГВВ при обеспеченности 2% и от наивысшего горизонта ледохода, а при наличии на этих реках корчехода – не менее 1 м над уровнем ГВВ при обеспеченности 1 %;

– при пересечении судоходных и сплавных рек – не менее значений, устанавливаемых нормами проектирования подмостовых габаритов на судоходных реках и основными требованиями к расположению мостов.

## **Переходы газопроводов через железнодорожные и трамвайные пути и автомобильные дороги**

**7.50** Переходы газопроводов через железные и автомобильные дороги следует предусматривать в местах прохождения дорог по насыпям, либо в местах с нулевыми отметками и в исключительных случаях, при соответствующем обосновании, в выемках дорог. Прокладка газопроводов через тело насыпи не допускается.

Пересечения газопроводов с железнодорожными и трамвайными путями, а также с автомобильными дорогами следует предусматривать, как правило, под углом  $90^\circ$ . В отдельных случаях допускается уменьшение угла пересечения до  $60^\circ$ .

Минимальное расстояние от подземных газопроводов в местах их пересечения трамвайными и железнодорожными путями следует принимать:

- до мостов, труб, тоннелей и пешеходных мостов и тоннелей (с большим скоплением людей) на железных дорогах – 30 м;
- до стрелок (начала остряков, хвоста крестовин, мест присоединения к рельсам отсасывающих кабелей) – 3 м для трамвайных путей и 10 м для железных дорог;
- до опор контактной сети – 3 м.

Уменьшение указанных расстояний допускается по согласованию с организациями, в ведении которых находятся пересекаемые сооружения.

Необходимость установки опознавательных столбиков (знаков) и их оформление на переходах газопроводов через автомобильные и железные дороги общей сети решается по со-

16

**СНБ 4.03.01-98**

гласованию с организацией, выдающей технические условия на переход.

**7.51** Прокладку подземных газопроводов всех давлений в местах пересечений с железнодорожными и трамвайными путями, автомобильными дорогами I, II и III категорий, а также скоростными дорогами в черте города, магистральными улицами и дорогами общегородского значения следует предусматривать в стальных футлярах. Необходимость устройства футляров на газопроводах при пересечении магистральных улиц и дорог районного значения, дорог грузового значения, а также улиц и дорог местного значения определяется эксплуатационной организацией. При этом следует предусматривать неметаллические футляры, удовлетворяющие условиям прочности и долговечности.

Концы футляров должны быть уплотнены. На одном конце футляра следует предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство, а на межпоселковых газопроводах – вытяжную свечу высотой не менее 2,0 м с устройством для отбора проб, выведенную на расстояние, м, не менее:

- от оси крайнего пути железных дорог общего пользования – 40;
- то же, дорог промышленных предприятий – 25;
- от подошвы земляного полотна автомобильных дорог I, II и III категорий – 25.

В межтрубном пространстве футляра допускается прокладка эксплуатационного кабеля связи, телемеханики, телефона, дренажного кабеля электрозащиты, предназначенных для обслуживания системы газоснабжения.

**7.52** Концы футляра следует выводить на расстояния, м, не менее:

- от крайнего водоотводного сооружения железнодорожного земляного полотна (кювета, канавы, резерва) – 3;
- от крайнего рельса пути железных дорог общего пользования – 10;
- от крайнего рельса пути промышленного предприятия – 3;
- от крайнего рельса трамвайного пути – 2;
- от края проезжей части улиц – 2;

– от края проезжей части автомобильных дорог – 3,5.

Во всех случаях концы футляров должны быть выведены за пределы подошвы насыпи и водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, лотка, дренажа, нагорной канавы) на расстояние не менее 2 м.

**7.53** Глубину укладки газопроводов под железнодорожными и трамвайными путями и автомобильными дорогами следует принимать в зависимости от характера грунтов и способа производства строительных работ. Глубина укладки газопроводов до верха футляра от подошвы рельса или верха покрытия автомобильной дороги на нулевых отметках и в выемках должна быть не менее:

а) под железными дорогами общего пользования – 2 м, при производстве работ методом прокола – 2,5 м, а в выемках и на нулевых отметках, кроме того, – 0,5 м от дна водоотводных сооружений;

б) под трамвайными путями, железными дорогами промышленных предприятий и автомобильными дорогами всех категорий:

– 1 м – при производстве работ открытым способом;

– 1,5 м – при производстве работ методом продавливания, горизонтального бурения или щитовой проходки;

– 2,5 м – при производстве работ методом прокола;

– 0,4 м – от дна водоотводных сооружений указанных дорог.

При прокладке газопроводов без защитных футляров все вышеуказанные глубины следует принимать до верха образующей газопровода. При устройстве переходов под железными дорогами общего пользования в пучинистых грунтах для газопроводов с температурой транспортируемого газа в зимнее время выше 5 °С следует проверить их минимальную глубину прокладки расчетом на соблюдение условий, при которых исключается влияние тепловыделений на равномерность морозного пучения грунта. При невозможности обеспечить заданный температурный режим должна предусматриваться замена пучинистого грунта или следует применять другие проектные решения.

Расстояние по вертикали от верха покрытия проезжей части до верха газопровода или футляра под дорогами на территории промышленных предприятий следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89. Толщину стенок труб газопроводов общего пользова-

17

## **СНБ 4.03.01-98**

ния необходимо принимать на 3 мм больше расчетной.

**7.54** Высоту прокладки надземных газопроводов в местах пересечения с электрифицированными и неэлектрифицированными железнодорожными путями, с трамвайными путями, автомобильными дорогами, контактной сетью троллейбуса следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89.

### **Размещение отключающих устройств на газопроводах**

**7.55** Отключающие устройства на газопроводах следует предусматривать:

– на вводах в жилые, общественные, производственные здания или в группу смежных зданий, перед наружными газопотребляющими установками;

– на отдельных вводах и ответвлениях от вводов в жилые, общественные и производственные здания к газопотребляющим установкам, размещаемым на покрытиях этих зданий;

– на вводах в ГРП, на выходе из ГРП при закольцованных газопроводах в системах с двумя и более ГРП;

– на ответвлениях от уличных газопроводов к отдельным микрорайонам, кварталам, группам жилых домов или отдельным домам при числе квартир более 400;

- для отключения отдельных участков газопроводов с целью обеспечения безопасности и надежности газоснабжения;
- при пересечении водных преград двумя и более нитками, а также одной ниткой при ширине водной преграды 75 м и более при меженном горизонте;
- при пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий.

Отключающие устройства допускается не предусматривать:

- перед ГРП предприятий, если отключающее устройство, имеющееся на отводе от распределительного газопровода, находится от ГРП на расстоянии не более 100 м;
- на пересечении железнодорожных путей общей сети и автомобильных дорог I и II категорий при наличии отключающего устройства на расстоянии от путей (дорог) не более 1000 м, обеспечивающего прекращение подачи газа на участке перехода (линейные задвижки, отключающие устройства после ГРП, ГРС).

**7.56** Отключающие устройства на наружных газопроводах следует размещать в колодцах, наземных шкафах или оградах, а также на стенах зданий.

На подземных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать, как правило, в колодцах.

**7.57** Размещение отключающих устройств следует предусматривать в доступном для обслуживания месте.

Отключающие устройства, устанавливаемые на параллельных газопроводах, следует смещать относительно друг друга на расстояние, обеспечивающее удобство обслуживания, монтажа и демонтажа.

**7.58** В местах установки фланцевой запорной арматуры следует предусматривать компенсирующие или другие устройства, обеспечивающие возможность ее замены в процессе эксплуатации газопровода. Установка стальной запорной арматуры должна предусматриваться на сварке.

**7.59** Колодцы следует предусматривать на расстоянии не менее 2 м от линии застройки и ограждения территории предприятий.

В местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей люки колодцев следует предусматривать выше уровня земли не менее 0,15 м.

**7.60** Отключающие устройства и изолирующие соединения, предусмотренные к установке на стенах жилых, общественных и производственных зданий, следует размещать на расстоянии от дверных и открывающихся оконных проемов, м, не менее:

- для газопроводов низкого давления по горизонтали – 0,5;
- для газопроводов среднего давления по горизонтали – 3;
- для газопроводов высокого давления II категории по горизонтали – 5;
- для газопроводов-вводов среднего давления в жилые дома с применением комбинированных (домовых) регуляторов, устанавливаемых на стене в защитном кожухе, ящике, шкафу по горизонтали – 1.

При расположении отключающей арматуры на высоте более 2,2 м следует предусматривать

18

**СНБ 4.03.01-98**

площадки из негорючих материалов с лестницами.

Расстояние по горизонтали от крайнего провода ВЛ до ограды наземно устанавливаемого отключающего устройства на подземном газопроводе в местах его пересечения с ВЛ должно быть не менее высоты опоры ВЛ. Установка отключающего устройства под ВЛ электропередачи и связи не допускается. Отключающие устройства наземной установки следует размещать на расстоянии, м, не менее:

- от оси крайнего пути железных дорог общего пользования – 40;
- то же дорог промышленных предприятий – 25;
- от подошвы земляного полотна автомобильных дорог I, II и III категорий – 25.

**7.61** Отключающие устройства, проектируемые к установке на участке закольцованных распределительных газопроводов, проходящих по территории промышленных и других предприятий, следует размещать вне территории этих предприятий.

**7.62** На вводах и выводах газопроводов из здания ГРП установку отключающих устройств следует предусматривать на расстоянии не менее 5 м и не более 100 м от ГРП.

Отключающие устройства ГРП, размещаемые в пристройках к зданиям, и шкафных ГРП допускается предусматривать на наружных надземных газопроводах на расстоянии менее 5 м от ГРП в удобном для обслуживания месте.

Отключающие устройства газопотребляющих установок, размещаемых на покрытиях зданий, следует предусматривать на стенах этих зданий на выходе газопровода из земли на высоте от 1,8 до 2 м и на покрытии здания на вводе газопровода в помещение газопотребляющего оборудования (крышной котельной). Отключающие устройства ГРП, размещаемых на покрытиях производственных зданий, допускается устанавливать на стенах этих зданий на выходе газопровода из земли.

**7.63** Отключающие устройства, предусмотренные согласно 7.55 к установке на переходах газопроводов через водные преграды, следует размещать на берегах на отметках не ниже отметок ГВВ при обеспеченности 10% и выше отметок ледохода и корчехода. При этом на закольцованных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать на обоих берегах, а на тупиковых одиночных газопроводах – на одном берегу, до перехода (по ходу газа).

**7.64** Отключающие устройства, предусмотренные к установке на переходах через железные дороги, следует размещать:

- на тупиковых газопроводах – не далее 1000 м до перехода (по ходу газа);
- на кольцевых газопроводах – по обе стороны перехода на расстоянии не далее 1000 м от перехода.

### **Сооружения на газопроводах**

**7.65** Колодцы для размещения отключающих устройств на газопроводах следует предусматривать из негорючих, влагостойких и биостойких материалов. Конструкцию и материал колодцев следует принимать из условия исключения проникания в них грунтовых вод. Наружную поверхность стенок колодцев необходимо предусматривать гладкой, оштукатуренной и покрытой битумными гидроизоляционными материалами.

В местах прохода газопровода через стенки колодцев следует предусматривать футляры. Концы футляров должны быть уплотнены эластичным несгораемым материалом и герметизированы.

**7.66** Наземные отключающие устройства диаметром 400 мм и более должны устанавливаться на фундаментные плиты, укладываемые на уплотненное основание. Шкафы и ограды следует проектировать из несгораемых материалов.

**7.67** Для защиты от механических повреждений контрольных трубок, контактных выводов контрольно-измерительных пунктов, водоотводящих трубок конденсатосборников, гидрозатворов и арматуры следует предусматривать коверы, которые необходимо устанавливать на бетонные, железобетонные или другие основания, обеспечивающие устойчивость и исключающие их просадку.

**7.68** Для определения местоположения сооружений на газопроводе необходимо предусматривать установку над газопроводом или вблизи от него (на стенах зданий и сооружений или на специальных ориентирных столбиках) табличек-указателей.

## Защита от коррозии

7.69 Для стальных газопроводов следует предусматривать защиту от коррозии, вызываемой окружающей средой и блуждающими электрическими токами.

19

### СНБ 4.03.01-98

Защиту от коррозии подземных газопроводов следует проектировать в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602, нормативно-технической документации, утвержденной в установленном порядке, и требованиями настоящего подраздела.

Материал для защитных покрытий должен соответствовать требованиям раздела 15.

7.70 На подземных газопроводах следует предусматривать установку контрольно-измерительных пунктов:

- в пределах населенных пунктов с интервалом между ними не более 200 м;
- вне территории населенных пунктов – не более 500 м;
- в местах пересечения газопроводов с подземными газопроводами и другими подземными металлическими инженерными сетями (кроме силовых электрокабелей), рельсовыми путями электрифицированного транспорта (при пересечении более двух рельсовых путей – по обе стороны пересечения);
- при переходе газопроводов через водные преграды шириной более 75 м.

При этом интервал между контрольно-измерительными пунктами вне территории населенных пунктов на пахотных землях, а также необходимость установки контрольно-измерительных пунктов в местах пересечения газопроводов между собой и с другими подземными сетями определяется в зависимости от коррозионных условий.

Не требуется установка стационарных МЭД на контрольно-измерительных пунктах при сопротивлении грунта свыше 150 Ом.

7.71 Конструкция контрольно-измерительного пункта выбирается в зависимости от места установки его на трассе газопровода. При этом следует предусматривать установку контрольно-измерительных пунктов с применением переносного электрода сравнения, а на каждом втором пункте, а также первом и последнем – стационарный электрод сравнения.

Для измерения защитных электропотенциалов газопроводов допускается использовать отключающие устройства, конденсатосборники и другое оборудование и сооружения на газопроводах.

7.72 При электрохимической защите газопроводов следует предусматривать изолирующие фланцевые соединения:

- на входе и выходе газопровода из земли и ГРП, на вводе газопроводов в здания, где возможен электрический контакт газопровода с землей через металлические конструкции здания и инженерные сети, на вводе газопровода на объект, являющийся источником блуждающих токов;
- для секционирования газопроводов;
- для электрической изоляции отдельных участков газопровода от остального газопровода.

Если сопротивление растеканию контура заземления ГРП или подземных резервуаров СУГ составляет более 5 Ом, ИФС на газопроводах допускается не устанавливать.

Допускается при переходе подземного газопровода в надземный вместо установки ИФС применять электроизолирующие прокладки на опорах надземного участка газопровода.

7.73 Размещение ИФС следует предусматривать на наружных газопроводах на высоте не более 2,2 м и на расстоянии от дверных и оконных проемов, принимаемом для запорной арматуры согласно 7.60, или в колодцах. ИФС в колодцах должны быть оборудованы

устанавливаемыми вне колодца контактными устройствами для шунтирования ИФС инвентарными переключателями (на время выполнения работ в колодцах).

**7.74** Для фланцевых соединений газопроводов в колодцах следует предусматривать постоянные шунтирующие электропереключатели.

**7.75** Расстояние от установок электрохимической защиты и от их контактных устройств до резервуаров СУГ следует принимать не менее 5 м.

**7.76** Протекторы, применяемые для защиты стальных резервуаров СУГ от коррозии, допускается предусматривать в качестве основных заземлителей защиты от прямых ударов молнии. При этом следует руководствоваться требованиями [1].

**7.77** Электропереключатели между трубопроводами, выполненные из полосовой стали, и стальные футляры (за исключением прокладываемых методом прокола) должны иметь изоляционное покрытие весьма усиленного типа.

Для футляров, расположенных непосредственно в грунтах высокой коррозионной агрессивности или в зонах опасного действия блуждающих токов, должна предусматриваться дополнительно катодная поляризация.

**7.78** Надземные газопроводы следует защищать от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из двух слоев краски, лака или эмали, предназначенных для наружных работ при

20

**СНБ 4.03.01-98**

расчетной температуре наружного воздуха в районе строительства.

### **Газопроводы из полиэтиленовых труб**

**7.79** В настоящем подразделе приведены дополнительные требования, которые следует учитывать при проектировании новых и реконструкции действующих подземных газопроводов из полиэтиленовых труб (в дальнейшем тексте подраздела – “газопроводы”), а также при реконструкции металлических изношенных подземных газопроводов, выполняемой методом протяжки в них полиэтиленовых труб или другими методами.

**7.80** Область применения полиэтиленовых труб для прокладки газопроводов (в зависимости от состава и давления газа) следует принимать в соответствии с таблицей 8 с учетом требований 7.81, 7.82.

**7.81** Газопроводы из полиэтиленовых труб должны предусматриваться из длинномерных труб (в бухтах, катушках или на барабанах) или труб мерной длины, соединяемых муфтами с закладными нагревателями или стыковой сваркой. В заводских условиях допускается изготовление узлов полиэтиленовых газопроводов диаметром 32 и 63 мм давлением не более 0,3 МПа с применением сварки в раструб нагретым инструментом по технологии, согласованной с Проматомнадзором РБ.

**7.82** Не допускается строительство газопроводов из полиэтиленовых труб:

- в грунтах II типа просадочности на территории городов и сельских населенных пунктов;
- на подрабатываемых территориях и торфяниках;
- надземно, наземно, в каналах, коллекторах и тоннелях, в зданиях;
- на участках вновь проектируемых переходов через естественные и искусственные преграды, приведенные в 7.87.

**7.83** В сильнопучинистых грунтах газопроводы из полиэтиленовых труб должны укладываться ниже зоны сезонного промерзания.

**7.84** При прокладке полиэтиленовых газопроводов на местности с уклоном 1:5 (20 %) и более необходимо предусматривать мероприятия по предотвращению размыва траншей. Прокладка газопроводов с уклоном 1:2 (50%) и более не допускается.

**7.85** При реконструкции металлических газопроводов низкого давления в них могут быть протянуты полиэтиленовые трубы для газопровода как низкого, так и среднего давления при соблюдении нормативных расстояний по горизонтали до фундаментов зданий и сооружений.

**7.86** Глубину прокладки полиэтиленовых газопроводов следует принимать не менее 1 м до верха трубы, а для металлических газопроводов, в которых протягиваются полиэтиленовые трубы, в соответствии с требованиями 7.17.

**7.87** Переходы газопроводов через железные дороги общего пользования, автомобильные дороги I-II категории, магистральные улицы общегородского значения, водные преграды шириной более 25 м и болота III типа следует выполнять из стальных труб.

При реконструкции стальных газопроводов на указанных участках (за исключением переходов через железные дороги) допускается протяжка в них полиэтиленовых труб.

Таблица 8

Давление газа, МПа, не более	Область применения полиэтиленовых труб	Газы, допускаемые для транспортирования
0,3	Газопроводы на территории городов и других населенных мест, в том числе для реконструкции подземных стальных газопроводов	Природные газы по ГОСТ 5542, а также газовоздушные смеси, не содержащие ароматических и хлорированных углеводородов Тоже
0,6	Газопроводы между населенными пунктами, в том числе для реконструкции подземных стальных газопроводов	

тивной застройки должно быть не менее 50 м.

#### **СНБ 4.03.01-98**

Допускается прокладка полиэтиленовых газопроводов на обводненных и заболоченных участках трассы газопровода (болота I и II типа) при условии выполнения мероприятий по предупреждению всплывания газопроводов.

**7.88** При пересечении подъездных железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог, не указанных в 7.87, трамвайных путей, магистральных улиц, каналов, коллекторов и тоннелей, а также в местах прохода газопровода через стенки колодцев полиэтиленовые газопроводы следует заключать в футляры. При протяжке на указанных участках полиэтиленовых труб в реконструируемых стальных газопроводах установка дополнительных футляров не требуется.

На переходах через дороги, перечисленные в 7.87, допускается применение длинномерных труб из полиэтилена средней плотности в стальных футлярах.

Длина футляра, глубина заложения должны соответствовать требованиям 7.16, 7.50-7.53.

**7.89** При прокладке полиэтиленовых труб в футлярах в них и на участках по 5 м в обе стороны от футляров не должно быть сварных и других соединений. При протяжке длинномерных труб в ветхих стальных газопроводах допускается осуществлять соединение труб (плетей) муфтами с закладными нагревателями и, как исключение, сваркой встык.

**7.90** При пересечении газопроводами подземных инженерных коммуникаций бесканальной прокладки, дорог районного, местного, грузового значения и бескатегорийных грунтовых дорог, в том числе на территории населенных пунктов, вопрос об устройстве футляров решается исходя из местных условий. При этом разрешается устройство футляров из асбестоцементных или полиэтиленовых труб, а глубина прокладки под дорогой должна быть не менее 1,5 м.

**7.91** В межтрубном пространстве стальной и полиэтиленовой труб не допускается прокладка эксплуатационного кабеля связи, телемеханики, телефона и дренажного кабеля электрозащиты.

**7.92** При реконструкции стальных газопроводов методом протяжки максимальный наружный диаметр полиэтиленовых труб следует принимать не менее чем на 20 мм меньше внутреннего диаметра существующего газопровода при использовании плетей без соединений и на 40 мм меньше – при использовании плетей, сваренных из отдельных труб.

**7.93** Минимальные расстояния по горизонтали в свету от полиэтиленовых газопроводов до зданий и сооружений следует принимать как для стальных газопроводов в соответствии с требованиями СНиП 2.07.01 с учетом 7.13.

При прокладке газопроводов в стесненных условиях на отдельных участках допускается уменьшать до 50 % расстояния, указанные в СНиП 2.07.01. В этих случаях на участках сближения со зданиями и сооружениями и по 5 м (для низкого давления 2 м) в каждую сторону от них должно быть выполнено одно из следующих требований:

- использование длинномерных труб без соединений;
- применение труб мерной длины, соединенных муфтами с закладными нагревателями;
- замена полиэтиленовых труб на стальные, соответствующие требованиям 7.13.

Участки полиэтиленовых газопроводов в местах приближения к зданиям и сооружениям следует защищать от механических повреждений металлическими футлярами, сетками, железобетонными плитами и пр. При протяжке полиэтиленовых труб в реконструируемых стальных газопроводах установка дополнительных футляров не требуется.

Минимальные расстояния от реконструируемого стального газопровода низкого давления при прокладке в нем полиэтиленового газопровода. среднего давления (до 0,3 МПа) до зданий и сооружений разрешается принимать как для стальных газопроводов низкого давления с учетом требований 7.13 настоящих норм при условии расположения соединений полиэтиленового газопровода и его незащищенных футляром участков на расстоянии не менее 5 м от зданий и сооружений.

**7.94** Минимальные расстояния по вертикали в свету между полиэтиленовыми газопроводами и другими подземными инженерными коммуникациями (кроме тепловых сетей) следует принимать как для стальных газопроводов. Для тепловых сетей это расстояние определяется из условия исключения возможности нагрева полиэтиленовых труб выше температуры, установленной для используемой марки полиэтилена.

**7.95** Арматуру и оборудование на полиэтиленовых газопроводах следует проектировать по нормам для стальных газопроводов.

**7.96** Вводы газопроводов в здания следует выполнять из стальных труб. Расстояние от

фундамента здания до стыка полиэтиленового газопровода должно быть не менее 1 м при низком давлении и 2 м – при среднем давлении.

Для вводов допускается использовать полиэтиленовые трубы до мест присоединения их к стальным газопроводам у шкафных регуляторных пунктов и комбинированных регуляторов давления, а также присоединять к надземным металлическим газопроводам на высоте до 0,8 м от поверхности земли при заключении полиэтиленовой трубы с узлом соединения в футляр с заполнением межтрубного пространства песком.

**7.97** Допускается прокладывать в одной траншее два и более полиэтиленовых газопровода, или полиэтиленовых и стальных. Расстояние между газопроводами следует принимать из условий возможности производства работ по монтажу и ремонту газопроводов.

**7.98** Соединение полиэтиленовых газопроводов давлением до 0,6 МПа со стальными следует предусматривать как разъемными (фланцевыми) с размещением в колодцах, так и неразъемными с размещением в грунте.

Монтажные резьбовые соединения полиэтилен-сталь допускается применять на газопроводах давлением до 0,3 МПа. Одиночные фланцевые соединения и монтажные резьбовые соединения полиэтилен-сталь без задвижек и компенсаторов допускается размещать в металлическом кожухе (футляре) или грунте при выполнении требований по защите от коррозии.

**7.99** Присоединение ответвлений к полиэтиленовым газопроводам следует предусматривать с помощью соединительных деталей из полиэтилена или стальных вставок длиной не менее 0,8 м.

**7.100** Повороты полиэтиленовых газопроводов, а также переходы с одного диаметра на другой следует выполнять с помощью соединительных деталей из полиэтилена.

Повороты межпоселковых газопроводов, а также газопроводов диаметром до 63 мм включительно на территории населенных пунктов, допускается выполнять упругим изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы.

**7.101** Контрольные трубки на полиэтиленовых газопроводах следует предусматривать в местах бесколодезного расположения разъемных соединений, на одном конце футляра при пересечении железных и автомобильных дорог, трамвайных путей, каналов, коллекторов и тоннелей или секции реконструируемого стального газопровода, в которой протягивается полиэтиленовый газопровод. При протяжке трубы без сварных соединений и длине секции до 150 м допускается не устанавливать контрольную трубку.

Разрешается не предусматривать установку контрольных трубок в местах расположения монтажных резьбовых соединений полиэтилен-сталь.

**7.102** При прокладке полиэтиленовых газопроводов в грунтах скальных, I типа просадочности, II типа просадочности (только для межпоселковых газопроводов), среднетучинистых и с включением щебня, а также в местах прокладки полиэтиленовых труб без футляров при восстановлении стальных газопроводов, следует предусматривать устройство под газопроводы основания толщиной не менее 10 см из песчаного или другого грунта, не содержащего крупных (более 2 см) включений, и засыпку таким же грунтом на высоту не менее 20 см.

**7.103** Трассу полиэтиленового газопровода за пределами населенных пунктов следует обозначать опознавательными знаками, устанавливаемыми не более чем через 500 м на расстоянии 1 м от оси газопровода справа по ходу газа, а также на поворотах, в местах ответвлений и расположения контрольных трубок, или (при отсутствии постоянных точек привязки) путем прокладки вдоль газопровода изолированного металлического проводника сечением от 2,5 до 4 мм<sup>2</sup>. При втором способе опознавательные знаки допускается устанавливать в местах вывода провода на поверхность земли и в местах расположения контрольных трубок.

**7.104** При реконструкции стальных газопроводов путем протяжки в них полиэтиленовых труб для отдельного участка (секции) стальных труб не должна превышать 150 м при условии протяжки в них длинномерных полиэтиленовых труб. Концы участков стальных труб заделываются эластичным материалом.

Допускается увеличение длины секций до 500 м при применении:

- длинномерных труб с количеством сварных соединений до 3 шт;
- труб мерной длины, соединяемых муфтами с закладными нагревателями или сваркой встык.

**7.105** Для защиты от возможных повреждений при производстве земляных работ при траншейной прокладке полиэтиленовых газопроводов на территории населенных пунктов должна предусматриваться укладка над газопроводом на расстоянии 0,6 м от него полиэтилен-

23

### **СНБ 4.08.01-98**

новой сигнальной ленты. Это требование обязательно для участков пересечений со всеми инженерными коммуникациями.

**7.106** При реконструкции стальных газопроводов должна предусматриваться защита от электрохимической коррозии стальных вставок, вводов и других металлических участков газопровода.

**7.107** Гидравлический расчет полиэтиленовых газопроводов следует производить согласно приложению Г.

### **Безопасность зданий и сооружений**

**7.108** В газифицируемых районах необходимо предусматривать герметизацию вводов инженерных коммуникаций в подвалы, технические подполья, цокольные этажи общественных, жилых, административно-бытовых и производственных зданий и сооружений. Для герметизации вводов инженерных коммуникаций следует использовать негорючие материалы.

**7.109** По результатам работ представители строительной организации и владельца здания должны составить акт о герметизации вводов инженерных коммуникаций, который входит в комплект строительной документации.

**7.110** В газифицируемых районах для предотвращения аварийных ситуаций, вызванных проникновением природного газа в здания и сооружения, следует дополнительно к герметизации вводов предусматривать установку устройств сигнализации загазованности.

Установку устройств сигнализации загазованности следует предусматривать:

- в зданиях с массовым пребыванием людей (СТБ 11.0.03);
- в зданиях с детскими учреждениями;
- в зданиях, имеющих архитектурно-историческую или художественно-культурную ценность.

**7.111** Установку устройств сигнализации загазованности необходимо предусматривать в указанных зданиях при наличии каждого из следующих факторов:

- в подвальное помещение, техническое подполье или цокольный этаж здания выполнены вводы инженерных коммуникаций канальной прокладки;
- на расстоянии 25 м и менее от наружной стены здания проложен подземный газопровод или расположена резервуарная установка сжиженного газа.

**7.112** Установка датчиков сигнализации загазованности в подвалах, технических подпольях, цокольных этажах зданий и сооружений должна производиться из расчета не менее одного датчика на 120 м<sup>2</sup> площади помещения с учетом паспортных данных приборов. Места

установки датчиков следует определять с учетом особенностей помещения и потолка, наличия воздушных застойных зон, где вероятность скопления газовой смеси наибольшая. При наличии на потолке ребер, арок высотой более 300 мм или на полу помещения порогов (для паров СУГ) высотой более 250 мм следует предусматривать установку более одного датчика на выше указанной площади. Количество устанавливаемых датчиков можно уменьшить путем устройства проемов в стенах смежных помещений при соблюдении условия установки не менее одного датчика на 120 м<sup>2</sup> площади помещений. При этом высота проема, верхней границей которого является потолок помещения или нижней границей пол, должна быть не менее 300 мм, а ширина – не менее 500 мм.

**7.113** В помещении датчик сигнализации загазованности природным газом следует размещать на стене на расстоянии не более 300 мм от потолка. При различных высотах подвального помещения датчик необходимо устанавливать на участке с наибольшей высотой потолка. Для обнаружения паров сжиженных углеводородных газов установку датчика сигнализации загазованности следует предусматривать на стене на высоте не более 250 мм от пола помещения.

**7.114** Сигналы от датчиков сигнализации загазованности должны поступать на объединенные диспетчерские пункты или иные круглосуточно работающие дежурные посты с телефонной связью. При этом сигналы от датчиков сигнализации загазованности должны дублироваться на световых табло и устройствах звуковой сигнализации.

**7.115** Категория надежности системы электроснабжения устройств сигнализации загазованности должна быть не ниже высшей категории электроснабжения инженерного оборудования здания.

## **8 Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки**

**8.1** Для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в системах газо-

24

**СНБ 4.08.01-98**

снабжения следует предусматривать ГРП, ГРУ и комбинированные (домовые) регуляторы давления газа со встроенными предохранительными устройствами.

Допускается применение других устройств и установок, обеспечивающих заданные параметры газа на выходе, при соответствующем обосновании по отраслевым нормативным документам, утвержденным в установленном порядке.

### **Размещение ГРП**

**8.2** ГРП в зависимости от назначения и технической целесообразности следует предусматривать:

- в пристройках к зданиям;
- встроенными в одноэтажные производственные здания или котельные;
- в отдельно стоящих зданиях и объемных блоках полной заводской готовности;
- в шкафах на наружных стенах газифицируемых зданий или на отдельно стоящих опорах из негорючих материалов;
- на покрытиях газифицируемых производственных зданий I и II степени огнестойкости с негорючим утеплителем;
- на огражденных площадках под навесом на территории промышленных предприятий, сельскохозяйственных и сезонных потребителей, если при этом обеспечивается нормальная работа технологического оборудования и контрольно-измерительных приборов по климатическим условиям.

Запрещается предусматривать ГРП встроенными и пристроенными к жилым и общественным зданиям (кроме зданий производственного характера), а также размещать их в подвальных и цокольных помещениях зданий любого назначения.

**8.3** Отдельно стоящие ГРП (включая шкафные, устанавливаемые на опорах) в населенных пунктах следует размещать в зоне зеленых насаждений, внутри жилых кварталов на расстоянии не менее указанного в таблице 9. ГРП на территории промышленных предприятий и других предприятий производственного характера следует размещать в соответствии с требованиями СНиП П-89. Расстояние от ГРП до зданий, к которым допускается пристраивать или встраивать ГРП, не регламентируется.

**8.4** Допускается вынос из ГРП части оборудования (задвижек, фильтров и т.п.), если позволяют климатические условия. Оборудование, размещенное вне ГРП, должно иметь ограждение, примыкающее к зданию ГРП или общее с ограждением ГРП.

**8.5** ГРП с входным давлением газа не более 0,6 МПа могут пристраиваться к производственным зданиям не ниже I и II степени огнестойкости с помещениями категорий Г и Д, а также к отдельно стоящим зданиям газифицируемых котельных, бань, прачечных, предприятий химчистки и других аналогичных объектов.

ГРП с входным давлением газа свыше 0,6 МПа допускается пристраивать к производственным зданиям, в том числе котельным не ниже I и II степени огнестойкости с помещениями категорий Г и Д, в которых использование газа указанного давления необходимо по условиям технологии.

Пристройки должны примыкать к зданиям со стороны глухой противопожарной газонепроницаемой (в пределах примыкания ГРП) стены.

Производственные здания, в которых предусматривается размещение встроенных ГРП,

Таблица 9

Давление газа на вводе в ГРП, МПа	Расстояние в свету от отдельностоящих ГРП (по горизонтали), м, до			
	зданий и сооружений	железнодорожных и трамвайных путей (до ближайшего рельса)	автомобильных дорог (до обочины)	воздушных линий электропередачи
До 0,5	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры
Св. 0,6 " 1,2	15	15	8	То же

*Примечание* – Расстояние следует принимать от наружных стен зданий или шкафа ГРП, а при расположении оборудования на открытой площадке – от края ограждения.

### СНБ 4.03.01-98

должны иметь указанные выше степень огнестойкости и категорию помещений по взрывопожарной опасности. Встроенные ГРП допускается предусматривать с входным давлением газа не более 0,6 МПа.

Объемно-блочные ГРП из легких металлических конструкций (IIIа степень огнестойкости), устанавливаемые в городах, поселках городского типа и в сельской местности, следует размещать на расстоянии, м, не менее:

- от зданий и сооружений I, II и IIIа степеней огнестойкости – 10;
- от зданий и сооружений III, IIIб, IV, IVа и V степеней огнестойкости – 15;
- от железнодорожных и трамвайных путей, автомобильных дорог, воздушных линий электропередачи – указанного в таблице 9.

Расстояния от объемно-блочных ГРП в железобетонном исполнении до зданий должны быть не менее указанных в таблице 9.

**8.6** Шкафные ГРП могут устанавливаться на наружных стенах газифицируемых зданий не ниже III степени огнестойкости (кроме стен из панелей с металлической обшивкой и стораземым утеплителем) промышленных (в том числе котельных), сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера при давлении газа на вводе в ГРП до 0,6 МПа и на стенах жилых домов при давлении газа на вводе в ГРП до 0,3 МПа.

При установке шкафного ГРП на стене здания расстояние от шкафа до окна, двери и других проемов по горизонтали должно быть не менее 3 м при давлении газа на входе до 0,3 МПа и не менее 5 м при давлении газа на входе свыше 0,3 до 0,6 МПа; расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5 м.

Шкафные ГРП могут устанавливаться на покрытиях зданий не ниже II степени огнестойкости с газифицируемыми крышными котельными, а так же на ограждающих конструкциях (стенах) этих котельных при давлении газа на входе в ГРП до 0,3 МПа. Расстояние от шкафа до окна, двери и других проемов котельной и выходов на кровлю должно быть не менее 3 м.

**8.7** Отдельно стоящие здания ГРП должны быть одноэтажными I и II степени огнестойкости с совмещенной кровлей. Швы сопряжения кирпичных стен и фундаментов всех помещений ГРП должны быть перевязаны.

Стены, разделяющие помещения ГРП, следует предусматривать противопожарными I типа и газонепроницаемыми. Разделяющие стены из кирпича следует оштукатуривать с двух сторон.

Устройство дымовых и вентиляционных каналов в разделяющих стенах, а также в стенах зданий, к которым пристраивается ГРП (в пределах примыкания ГРП), не допускается.

Помещения регуляторов отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП должны отвечать требованиям, установленным СНиП 2.09.02 и СНиП 2.01.02 для помещений категории А.

Требования к конструкции объемно-блочных ГРП определяются утвержденной в установленном порядке конструкторской документацией.

**8.8** Необходимость отопления помещения ГРП следует определять в зависимости от климатических условий, влажности транспортируемого газа и конструкции применяемого оборудования и контрольно-измерительных приборов.

Максимальная температура теплоносителя не должна превышать 130 °С. При устройстве в ГРП местного отопления отопительную установку следует размещать в изолированном, имеющем самостоятельный выход помещении, отделенном от технологического, а также от других помещений ГРП глухими газонепроницаемыми и противопожарными стенами с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч.

Труба подводки газа к отопительной установке и трубы системы отопления при проходе через стену помещения регуляторов должны иметь сальниковые или другие уплотнения, исключающие возможность проникания газа.

**8.9** Во всех помещениях ГРП следует предусматривать естественное и искусственное освещение и естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее трехкратного воздухообмена в 1 ч.

### **Размещение ГРУ**

**8.10** ГРУ следует предусматривать с входным давлением газа не более 0,6 МПа с устройством не более двух линий регулирования.

**8.11** ГРУ следует размещать в газифицируемых зданиях, как правило, вблизи от ввода газопровода непосредственно в помещениях котельных и цехов, где находятся агрегаты, использующие газ, или в смежных помещениях, соединенных с ними открытыми проемами и

имеющих не менее чем трехкратный воздухообмен в 1 ч. Размещение ГРУ в помещениях категорий А, Б и В не до пускается.

Оборудование ГРУ должно быть защищено от механических повреждений, а место размещения ГРУ освещено.

Размещение ГРУ под лестничными маршами не до пускается.

**8.12** Допускается подача газа от одной ГРУ к газоиспользующему оборудованию (тепловым агрегатам), расположенному в других помещениях одного здания и в других отдельно стоящих зданиях одного потребителя, при возможности круглосуточного доступа обслуживающего персонала газовой службы в помещения, где находится указанное оборудование.

### **Оборудование ГРП и ГРУ**

**8.13** В ГРП и ГРУ следует предусматривать установку: фильтра, предохранительного запорного клапана, регулятора давления газа, предохранительного сбросного клапана, запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов, приборов учета расхода газа при необходимости, а также устройство обводных газопроводов (байпасов).

ПСК для шкафных ГРП до пускается выносить за пределы шкафа.

Допускается не предусматривать установку ПЗК в ГРП или ГРУ промышленных предприятий, если по условиям производства не допускаются перерывы в подаче газа. В этих случаях необходимо устройство сигнализации о повышении или понижении давления газа сверх допустимых пределов с выводом сигнала в помещение дежурного персонала.

Допускается не предусматривать установку фильтров в ГРУ, если подача газа на предприятие осуществляется через ГРП и протяженность газопровода от ГРП до ГРУ не превышает 1000 м.

При газоснабжении индивидуального дома до пускается не предусматривать устройства байпаса в шкафном ГРП.

**8.14** На обводном газопроводе (байпасе) необходимо предусматривать установку последовательно двух отключающих устройств. Диаметр обводного газопровода должен быть не менее диаметра седла клапана регулятора давления газа.

Для ГРП с входным давлением газа свыше 0,6 МПа и пропускной способностью более 5000 м<sup>3</sup>/ч вместо байпаса следует предусматривать устройство дополнительной резервной линии регулирования. На тупиковых ГРП и ШРП следует предусматривать две нитки редуцирования.

**8.15** Выбор регулятора давления ГРП и ГРУ следует производить по максимальному расчетному расходу газа потребителями и требуемому перепаду давления. Пропускную способность регулятора давления следует принимать на 15-20 % больше максимального расчетного расхода газа.

В качестве регулирующего устройства в ГРП промышленных предприятий при максимальном расчетном расходе газа 50000 м<sup>3</sup>/ч и выше до пускается применять регулирующие заслонки.

**8.16** Установку ПЗК следует предусматривать перед регулятором давления.

Установку ПСК необходимо предусматривать за регуляторами давления, а при наличии расходомера – после расходомера.

Перед ПСК следует предусматривать отключающие устройства.

**8.17** Проверку пропускной способности ПСК следует производить в соответствии с указаниями “Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”.

Количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять:

– при наличии перед регулятором давления ПЗК – по формуле

$$Q \geq 0,0005 Q_d, \quad (3)$$

где  $Q$  – количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение часа,  $\text{м}^3/\text{ч}$  (при  $0\text{ }^\circ\text{C}$  и  $0,10132\text{ МПа}$ );

$Q_d$  – расчетная пропускная способность регулятора давления,  $\text{м}^3/\text{ч}$  (при  $0\text{ }^\circ\text{C}$  и  $0,10132\text{ МПа}$ );

– при отсутствии перед регулятором давления ПЗК – по формулам:

– для регуляторов давления с золотниковыми клапанами

$$Q \geq 0,01 Q_d, \quad (4)$$

– для регулирующих заслонок с электронными регуляторами

$$Q \geq 0,02 Q_d, \quad (5)$$

При необходимости установки в ГРП (ГРУ) параллельно нескольких регуляторов давления

27

#### **СНБ 4.03.01-98**

количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять по формуле

$$Q' \geq Q \cdot n, \quad (6)$$

где  $Q'$  – необходимое суммарное количество газа, подлежащее сбросу ПСК в течение часа,  $\text{м}^3/\text{ч}$  (при  $0\text{ }^\circ\text{C}$  и  $0,10132\text{ МПа}$ );

$n$  – количество регуляторов давления газа, шт.;

$Q$  – количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение часа для каждого регулятора,  $\text{м}^3/\text{ч}$  (при  $0\text{ }^\circ\text{C}$  и  $0,10132\text{ МПа}$ ).

**8.18** В ГРП и ГРУ следует предусматривать установку показывающих и регистрирующих приборов для измерения входного и выходного давления и температуры газа. В шкафных ГРП допускается не предусматривать установку регистрирующих приборов.

В ГРП и ГРУ, в которых не производится учет расхода газа, допускается не предусматривать регистрирующий прибор для замера температуры.

Допускается не устанавливать регистрирующие приборы давления газа в ГРП, входящих в состав АСУТП и ТМ, а также в ГРУ и других ГРП в зависимости от их функционального назначения и расположения в системе газоснабжения по согласованию с местными органами газового надзора.

**8.19** В ГРП и ГРУ следует предусматривать продувочные и сбросные трубопроводы.

Продувочные трубопроводы следует размещать:

- на входном газопроводе после первого отключающего устройства;
- на обводном газопроводе (байпасе) между двумя отключающими устройствами;
- на участках газопровода с оборудованием, отключаемым для производства профилактического осмотра и ремонта, а также после регулятора давления первой ступени редуцирования.

Условный диаметр продувочного трубопровода должен быть не менее 20 мм.

Допускается объединять продувочные трубопроводы одинакового давления в общий продувочный трубопровод.

Условный диаметр сбросного трубопровода, отводящего газ от ПСК, должен быть равен условному диаметру выходного патрубка клапана.

Продувочные и сбросные трубопроводы следует выводить наружу в места, обеспечивающие безопасные условия для рассеивания газа, но не менее чем на 1 м выше карниза (конька) здания, по возможности на стену, не имеющую заборных устройств приточной вентиляции. При невозможности выполнения этого требования концевые участки продувочных свечей должны быть расположены выше заборных устройств вентиляции не менее чем на 3 м.

Продувочные и сбросные трубопроводы должны иметь минимальное число поворотов. На концах продувочных и сбросных трубопроводов следует предусматривать устройства (зонты), исключая попадание атмосферных осадков в эти трубопроводы.

**8.20** Трубопроводы, отводящие газ от ПСК шкафных ГРП и комбинированных регуляторов давления, устанавливаемых на опорах, следует выводить на высоту не менее 4 м от уровня земли, а при размещении шкафных ГРП и комбинированных регуляторов давления на стене здания – на 1 м выше карниза здания.

**8.21** КИП с электрическим выходным сигналом и электрооборудование, размещаемые в помещении ГРП с взрывоопасными зонами, следует предусматривать во взрывозащищенном исполнении.

КИП с электрическим выходным сигналом в нормальном исполнении следует размещать снаружи вне взрывоопасной зоны в закрывающемся шкафу (ящике), изготовленном из негорючих материалов, или в обособленном помещении ГРП, пристроенном к противопожарной газонепроницаемой (в пределах примыкания) стене ГРП.

Ввод импульсных газопроводов в это помещение следует предусматривать через разделительные устройства, конструкция которых должна исключать возможность попадания газа в помещения КИП.

В местах прохода импульсных газопроводов через стену, отделяющую помещение КИП, следует предусматривать сальниковые или другие уплотнители, исключая возможность проникания газа.

**8.22** При компоновке оборудования ГРП и ГРУ необходимо предусматривать возможность доступа к оборудованию для монтажа, обслуживания и ремонта.

Расстояние между параллельными рядами оборудования следует принимать не менее 0,4 м в свету. Ширина основного прохода в помещении ГРП и со стороны обслуживания

28

**СНБ 4.03.01-98**

ГРУ должна быть не менее 0,8 м.

Для обслуживания оборудования, размещенного на высоте более 1,5 м, следует предусматривать стационарные или передвижные площадки с лестницами, имеющими перила.

Газопроводы ГРП следует окрашивать в цвета согласно ГОСТ 14202.

Установка арматуры, оборудования, а также устройство фланцевых и резьбовых соединений в каналах не допускаются.

**8.23** Входные и выходные газопроводы ГРП следует предусматривать, как правило, надземными с проходом через наружную часть зданий с устройством футляра и установкой изолирующих фланцев. При устройстве подземных входных и выходных газопроводов следует руководствоваться требованиями раздела 7.

**8.24** Электрооборудование и электроосвещение ГРП должно проектироваться в соответствии с требованиями ПУЭ и дополнительными указаниями данного раздела.

По надежности электроснабжения ГРП населенных пунктов следует относить к 3-й категории.

Надежность электроснабжения ГРП промышленных предприятий должна определяться по основному производству.

**8.25** Для ГРП следует предусматривать II категорию устройства молниезащиты. При проектировании молниезащиты следует руководствоваться требованиями [1].

**8.26** Вводы в здание ГРП сетей электроснабжения и связи следует предусматривать кабелем, как для объектов молниезащиты II категории.

**8.27** ГРП должны быть оснащены комплексом технических средств для задействования их в сети телемеханизации и автоматизированных системах управления технологическими процессами. Необходимость установки телефонной или радиосвязи определяется техническими условиями, выдаваемыми эксплуатационной организацией газового хозяйства.

При наличии телефонной связи установку телефонного аппарата следует предусматривать вне помещения регуляторов или снаружи здания в запирающемся ящике.

Допускается установка телефонного аппарата во взрывозащищенном исполнении непосредственно в помещении регуляторов.

### **Размещение комбинированных регуляторов**

**8.28** Комбинированные регуляторы давления газа следует устанавливать на опорах из негорючих материалов или на наружных стенах газифицируемых зданий (в том числе крышных котельных) не ниже III - IIIа степени огнестойкости, кроме стен из панелей с металлической обшивкой и горючим утеплителем, или на кровле зданий, или на деревянных стенах индивидуальных жилых домов, или внутри зданий (кроме жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера). Расстояние от комбинированного регулятора, устанавливаемого на опорах, до жилых зданий следует принимать не менее 1 м при входном давлении до 0,3 МПа и не менее 5 м – до 0,6 МПа.

При установке комбинированного регулятора давления на деревянных стенах индивидуальных жилых домов необходима их изоляция негорючими материалами: штукатуркой, кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм и др. Изоляция должна выступать за габариты защитного кожуха с каждой стороны на 0,5 м. Расстояние по горизонтали от края защитного кожуха регулятора давления до проема должно составлять не менее 1,0 м.

Входное давление газа в комбинированный регулятор давления не должно превышать:

– для жилых домов и общественных зданий не производственного характера – 0,3 МПа при установке на стенах газифицируемых зданий и 0,6 МПа при размещении на отдельно стоящей опоре;

– для промышленных (в том числе котельных) и сельскохозяйственных предприятий – 0,6 МПа при установке на стенах зданий и 1,2 МПа при размещении на отдельно стоящих опорах.

**8.29** Комбинированные регуляторы давления следует устанавливать на высоте, как правило, не более 2,2 м. При необходимости установки регулятора на большой высоте следует предусматривать площадку для его обслуживания.

**8.30** Расстояние от комбинированного регулятора давления, устанавливаемого на стене здания (кроме индивидуальных жилых домов) до оконных, дверных и других проемов следует принимать не менее:

– 1 м по вертикали и 3 м по горизонтали при давлении газа на входе в регулятор не более 0,3 МПа;

– 3 м по вертикали и 5 м по горизонтали при давлении газа на входе в регулятор свыше 0,3 МПа.

29

### **СНБ 4.03.01-98**

Установка комбинированных регуляторов давления под балконами не допускается.

При установке комбинированного регулятора давления на опорах расстояние от него до зданий и сооружений следует принимать как для газопровода соответствующего давления.

**8.31** При размещении комбинированных регуляторов давления внутри газифицируемых производственных зданий следует руководствоваться требованиями по размещению ГРУ.

## **9 Внутренние устройства газоснабжения**

### **Общие указания**

**9.1** Нормы настоящего раздела распространяются на проектирование газопроводов и газового оборудования, размещаемых внутри зданий и сооружений различного назначения.

Возможность установки газового оборудования и прокладки газопроводов в конкретных зданиях следует определять согласно строительным нормам и правилам на проектирование соответствующих зданий.

### **Прокладка газопроводов**

**9.2** Газопроводы, прокладываемые внутри зданий и сооружений, следует предусматривать из стальных труб, отвечающих требованиям раздела 15.

Для присоединения передвижных агрегатов, переносных газовых горелок, газовых приборов, КИП и приборов автоматики допускается предусматривать резиновые и резиноканевые рукава. При выборе рукавов следует учитывать стойкость их к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре.

**9.3** Соединение труб следует предусматривать, как правило, на сварке. Разъемные (резьбовые и фланцевые) соединения допускается предусматривать только в местах установки запорной арматуры, газовых приборов, КИП, регуляторов давления и другого оборудования.

Установку разъемных соединений газопроводов следует предусматривать в местах, доступных для осмотра и ремонта.

**9.4** Прокладку газопроводов внутри зданий и сооружений следует предусматривать, как правило, открытой. Допускается предусматривать скрытую прокладку газопроводов (кроме газопроводов СУГ и газопроводов внутри жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера) в бороздах стен, закрываемых легко снимаемыми щитами, имеющими отверстия для вентиляции.

**9.5** В производственных помещениях промышленных предприятий, в том числе котельных, зданий предприятий бытового обслуживания производственного назначения и общественного питания, а также лабораторий допускается прокладка под водящих газопроводов к отдельным агрегатам и газовым приборам в полах монолитной конструкции с последующей заделкой труб цементным раствором. При этом следует предусматривать окраску труб масляными или нитроэмалевыми водостойкими красками.

В местах входа и выхода газопровода из пола следует предусматривать футляры, концы которых должны выступать над полом не менее чем на 3 см.

**9.6** В производственных помещениях промышленных предприятий допускается прокладка газопроводов в полу в каналах, засыпанных песком и закрытых плитами.

Прокладка газопроводов в каналах не допускается в местах, где по условиям производства возможно попадание в каналы веществ, вызывающих коррозию труб.

**9.7** Каналы, предназначенные для прокладки газопроводов, как правило, не должны пересекаться с другими каналами.

При необходимости пересечения каналов следует предусматривать устройство уплотнительных перемычек и прокладку газопроводов в футлярах из стальных труб. Концы футляров должны быть выведены за пределы перемычек на 30 см в обе стороны.

**9.8** Газопроводы при совместной прокладке с другими трубопроводами на общих опорах следует размещать выше их на расстоянии, обеспечивающем удобство осмотра и ремонта.

**9.9** Не допускается предусматривать прокладку газопроводов в производственных помещениях, относящихся по взрывной и взрывопожарной опасности к категориям А и Б; во взрывоопасных зонах помещений любого назначения; в подвальных этажах зданий и сооружений; в складских зданиях и помещениях категорий А, Б и В; в помещениях подстанций и распределительных устройств; через вентиляционные камеры, шахты и каналы; в шахтах лифтов; в помещениях мусоросборников; в дымоходах; через помещения, где газопровод

30

#### **СНБ 4.03.01-98**

может быть подвержен коррозии, в местах возможного воздействия на газопровод агрессивных веществ и в местах, где газопроводы могут омываться горячими продуктами сгорания или соприкасаться с нагретым или расплавленным металлом.

**9.10** Для внутренних газопроводов, испытывающих температурные воздействия, следует предусматривать возможность компенсации температурных деформаций.

**9.11** Отключающие устройства на газопроводах в производственных помещениях промышленных и сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера следует предусматривать:

- на вводе газопровода внутри помещения;
- на ответвлениях к каждому агрегату;
- перед горелками и запальниками;
- на продувочных трубопроводах, в местах присоединения их к газопроводам.

При наличии внутри помещения газового счетчика или ГРУ, расположенных от места ввода газопровода на расстоянии не далее 10 м, отключающим устройством на вводе считается задвижка или кран перед ГРУ или счетчиком.

Установка арматуры на газопроводах, прокладываемых в каналах, в бетонном полу или в бороздах стен, не допускается.

**9.12** Прокладку газопроводов в жилых домах следует предусматривать по нежилым помещениям. В существующих и реконструируемых жилых домах допускается предусматривать транзитную прокладку газопроводов низкого давления через жилые комнаты при отсутствии возможности другой прокладки. Транзитные газопроводы в пределах жилых помещений не должны иметь резьбовых соединений и арматуры.

Не допускается предусматривать прокладку стояков газопроводов в жилых комнатах и санитарных узлах.

**9.13** Установку отключающих устройств на газопроводах, прокладываемых в жилых домах и общественных зданиях (за исключением предприятий общественного питания и предприятий бытового обслуживания производственного характера), следует предусматривать:

- для отключения стояков, обслуживающих более пяти этажей;
- перед счетчиками (если для отключения счетчика нельзя использовать отключающее устройство на вводе);
- перед каждым газовым прибором или установкой.

При установке счетчика внутри помещения на один газовый прибор отключающее устройство следует предусматривать только перед счетчиком.

На подводящих газопроводах к пищеварочным котлам, ресторанным плитам и другому аналогичному оборудованию следует предусматривать установку последовательно двух отключающих устройств: одного – для отключения прибора (оборудования) в целом, другого – для отключения горелок.

На подводящих газопроводах к газовым приборам, у которых отключающее устройство перед горелками предусмотрено в их конструкции (газовые плиты, водонагреватели), необходимо устанавливать одно отключающее устройство.

Необходимость установки устройств для отключения стояков 5-этажных и менее жилых домов решается в зависимости от местных конкретных условий, в том числе этажности зданий и количества квартир, подлежащих отключению в случае проведения аварийных и других работ.

**9.14** Расстояние от газопроводов, прокладываемых открыто и в полу внутри помещений, до строительных конструкций, технологического оборудования и трубопроводов другого назначения следует принимать из условия обеспечения возможности монтажа, осмотра и ремонта газопроводов и устанавливаемой на них арматуры, при этом газопроводы не должны пересекать вентиляционные решетки, оконные и дверные проемы. В производственных помещениях допускается пересечение световых проемов, заполненных стеклблоками, а также прокладка газопровода вдоль переплетов неоткрывающихся окон.

**9.15** Минимальные расстояния в свету между газопроводом, проложенным по стене здания, и сооружениями связи и проводного вещания следует принимать в соответствии с “Правилами техники безопасности при работах на кабельных линиях связи и проводного вещания”, утвержденными в установленном порядке.

**9.16** Расстояния между газопроводами и инженерными коммуникациями электроснабжения, расположенными внутри помещений, в местах сближения и пересечения следует принимать

31

#### **СНБ 4.03.01-98**

в соответствии с ПУЭ.

**9.17** Прокладку газопроводов в местах прохода людей следует предусматривать на высоте не менее 2,2 м от пола до низа газопровода.

**9.18** Крепление открыто прокладываемых газопроводов к стенам, колоннам и перекрытиям внутри зданий, каркасам котлов и других производственных агрегатов следует предусматривать при помощи кронштейнов, хомутов, крючьев или подвесок и т.п. на расстоянии, обеспечивающем возможность осмотра и ремонта газопровода и установленной на нем арматуры.

Расстояние между опорными креплениями газопроводов следует определять в соответствии с требованиями СНиП 2.04.12.

**9.19** Газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах. Пространство между газопроводом и футляром необходимо заделывать эластичным несгораемым материалом. Конец футляра должен выступать над полом не менее чем на 3 мм, а диаметр его приниматься из условия, чтобы кольцевой зазор между газопроводом и футляром был не менее 5 мм для газопроводов номинальным диаметром не более 32 мм и не менее 10 мм для газопроводов большего диаметра.

**9.20** Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах, следует окрашивать. Для окраски следует предусматривать водостойкие лакокрасочные материалы.

**9.21** Газовые приборы и газогорелочные устройства следует присоединять к газопроводам, как правило, жестким соединением. Присоединение к газопроводу газовых приборов, лабораторных горелок, а также устанавливаемых в цехах промышленных предприятий переносных и передвижных газогорелочных устройств и агрегатов допускается предусматривать после отключающего крана резиноканевыми рукавами.

Резинотканевые рукава для присоединения бытовых газовых приборов и лабораторных горелок не должны иметь стыковых соединений.

**9.22** На газопроводах промышленных (в том числе котельных), сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера следует предусматривать продувочные трубопроводы от наиболее удаленных от места ввода участков газопровода, а также от отводов к каждому агрегату перед последним по ходу газа отключающим устройством.

Допускается объединение продувочных трубопроводов от газопроводов с одинаковым давлением газа, за исключением продувочных трубопроводов для газов, имеющих плотность больше плотности воздуха. Диаметр продувочного трубопровода следует принимать не менее 20 мм. После отключающего устройства на продувочном трубопроводе следует предусматривать штуцер с краном для отбора пробы, если для этого не может быть использован штуцер для присоединения запальника.

В отдельных случаях (например, для постов резки и сварки, небольших промышленных печей) при подводящем газопроводе диаметром не более 32 мм допускается вместо продувочных трубопроводов предусматривать установку запорного устройства с глухим штуцером-заглушкой.

**9.23** Концевые участки продувочных газопроводов должны располагаться выше заборных устройств приточной вентиляции не менее чем на 3 м. При расположении здания вне зоны молниезащиты выводы продувочных газопроводов следует заземлять.

### **Газоснабжение жилых домов**

**9.24** Установку газовых плит в жилых домах следует предусматривать в помещениях кухонь с естественным освещением высотой не менее 2,2 м, имеющих вытяжной вентиляционный канал и окно с форточкой, выходящее на улицу или застекленную веранду (лоджию) с форточкой. При этом внутренний объем помещений кухонь должен быть, м<sup>3</sup>, не менее:

- для газовой плиты с 2 горелками – 8;
- для газовой плиты с 3 горелками – 12;
- для газовой плиты с 4 горелками – 15.

**9.25** В существующих жилых домах допускается установка газовых плит:

- в помещениях кухонь высотой не менее 2,2 м и объемом не менее указанного в 9.24 при отсутствии вентиляционного канала и невозможности использования в качестве такого канала дымоходов, но при наличии в помещении окна с форточкой или фрамугой в верхней части окна;
- в коридорах индивидуального пользования при наличии в коридоре окна с форточкой или фрамугой в верхней части окна, при этом проход между плитой и противоположной стеной должен быть шириной не менее 1 м, стены и потолки коридоров из горючих материалов

должны быть оштукатурены, а жилые помещения отделены от коридора плотными перегородками и дверью;

– в кухнях с наклонными потолками, имеющих высоту в средней части не менее 2 м, установку газового оборудования следует предусматривать в той части кухни, где высота не менее 2,2 м.

**9.26** В существующих индивидуальных жилых домах допускается установка газовых плит в помещениях, соответствующих требованиям 9.27 и 9.28, но имеющих высоту менее 2,20 м до 2,0 м включительно, если эти помещения имеют объем не менее чем в 1,25 раза больше нормативного. При этом в домах, не имеющих выделенной кухни, объем помещения, где устанавливается газовая плита, должен быть в два раза больше указанного в 9.24.

При невозможности выполнения указанных требований установка газовых плит в таких помещениях может быть допущена в каждом конкретном случае по согласованию с местным органом санитарного надзора.

**9.27** Возможность установки газовых плит, отопительных и других аппаратов в строениях, расположенных вне жилого дома, решается проектной и эксплуатационной организацией газового хозяйства с учетом местных условий. При этом помещения, в которых предусматривается установка газовых приборов, должны соответствовать требованиям, предъявляемым к помещениям, где допускается размещение таких приборов.

**9.28** Деревянные неоштукатуренные стены и стены из других горючих материалов в местах установки плит следует изолировать негорючими материалами: штукатуркой, кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм и др. Изоляция должна выступать за габариты плиты на 10 см с каждой стороны и не менее 80 см сверху. Расстояние от плиты до изолированных негорючими материалами стен помещения должно быть не менее 7 см; расстояние между плитой и противоположной стеной должно быть не менее 1 м.

**9.29** Для горячего водоснабжения следует предусматривать проточные или емкостные газовые водонагреватели, а для отопления – емкостные газовые водонагреватели, малометражные отопительные котлы или другие отопительные аппараты, предназначенные для работы на газовом топливе.

Этажность жилых домов, в которых разрешается установка указанных газовых приборов и аппаратов, следует принимать согласно СНиП 2.08.01.

**9.30** Допускается перевод на газовое топливо отопительных котлов заводского изготовления, предназначенных для работы на твердом или жидком топливе.

Переводимые на газовое топливо котлы должны быть оборудованы газогорелочными устройствами с автоматикой безопасности в соответствии с требованиями, предусмотренными разделом 15, и устройством для стабилизации разрежения в топочной камере (стабилизаторами тяги).

В одном помещении не допускается предусматривать установку более двух емкостных водонагревателей или двух малометражных отопительных котлов или двух других отопительных аппаратов.

**9.31** Устройство дымоходов должно соответствовать требованиям СНиП 2.04.05 как для отопительных печей. При решении вопроса о возможности присоединения газовых приборов к дымоходам допускается руководствоваться данными, приведенными в приложении Д.

**9.32** Установку водонагревателей, отопительных котлов и отопительных аппаратов следует предусматривать в кухнях и топочных, отвечающих требованиям 9.37 и 9.38. Установка указанных приборов в ваннных комнатах не допускается.

В существующих жилых домах допускается предусматривать установку отопительных газовых приборов и отопительных аппаратов в коридорах индивидуального пользования, отвечающих требованиям 9.37 и 9.38.

Расстояние от выступающих частей газовых горелок или арматуры до противоположной стены должно быть не менее 1 м.

**9.33** Установку газовых проточных водонагревателей следует предусматривать на стенах из негорючих материалов на расстоянии не менее 2 см от стены (в том числе от боковой стены).

При отсутствии в помещении стен из негорючих материалов допускается предусматривать установку проточного водонагревателя на оштукатуренных, а также на облицованных негорючими или трудногорючими материалами стенах на расстоянии не менее 3 см от стены.

Поверхность трудногорючих стен следует изолировать кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм. Изоляция должна выступать за габариты корпуса водонагревателя на 10 см.

33

#### **СНБ 4.03.01-98**

**9.34** Установку газовых отопительных котлов, отопительных аппаратов напольной установки и емкостных газовых водонагревателей следует предусматривать у стен из негорючих материалов на расстоянии не менее 10 см от стены. При отсутствии в помещении стен из негорючих материалов допускается установка вышеперечисленных отопительных приборов у стен, защищенных в соответствии с указаниями 9.33, на расстоянии не менее 10 см от стены.

**9.35** Расстояние по горизонтали в свету между выступающими частями проточного водонагревателя и газовой плиты следует принимать не менее 10 см.

**9.36** При установке в кухне или топочной, имеющей естественное освещение, газовой плиты и проточного водонагревателя объем помещения следует принимать согласно 9.24.

При установке в них газовой плиты и емкостного водонагревателя, газовой плиты и отопительного котла или отопительного аппарата, а также газовой плиты с встроенными устройствами для нагрева воды (отопления, горячего водоснабжения) объем помещения должен быть на 6 м<sup>3</sup> больше объема, предусмотренного 9.24.

При установке газовой плиты, проточного водонагревателя и одного отопительного прибора (емкостного водонагревателя, отопительного котла или отопительного аппарата) объем помещения должен быть не менее 21 м<sup>3</sup>.

При установке газовой плиты, проточного водонагревателя и двух отопительных приборов объем помещения должен быть не менее 27 м<sup>3</sup>.

**9.37** Помещение, предназначенное для размещения газового водонагревателя, а также отопительных котлов или отопительных аппаратов, отвод продуктов сгорания от которых предусмотрен в дымоход, должно иметь высоту не менее 2 м. Объем помещения должен быть не менее 7,5 м<sup>3</sup> при установке одного прибора, не менее 13,5 м<sup>3</sup> при установке двух отопительных приборов и не менее 19,5 м<sup>3</sup> при установке проточного водонагревателя и двух отопительных приборов.

**9.38** Кухня или помещение, где устанавливаются котлы, аппараты и газовые водонагреватели, должны иметь вентиляционный канал. Для притока воздуха следует предусматривать в нижней части двери или стены, выходящей в смежное нежилое помещение, решетку или зазор между дверью и полом с живым сечением не менее 0,02 м<sup>2</sup>.

**9.39** Не допускается размещение газовых приборов в подвальных этажах (подвалах), а при газоснабжении СУГ— в подвальных и цокольных этажах зданий.

При газоснабжении природным газом допускается установка не более двух автоматизированных котлов в топочной, расположенной в подвальном или цокольном этаже индивидуального жилого дома (коттеджа).

Помещение топочной должно иметь высоту и объем в соответствии с 9.37, естественное освещение через остекленное окно с фрамугой или форточкой, вентиляционный канал и организованный приток воздуха в соответствии с 9.38.

**9.40** При устройстве индивидуального отопления в многоэтажных жилых домах установку отопительных приборов следует предусматривать в кухнях или специально выделенных помещениях (топочных), отвечающих требованиям 9.30, 9.31, 9.34, 9.36 - 9.38 и не расположенных над и под жилыми помещениями. Данное требование не распространяется на индивидуальные жилые дома и коттеджи.

**9.41** Возможность применения и условия размещения бытовых газовых приборов, не указанных в настоящем разделе, следует определять с учетом назначения приборов, их тепловой нагрузки, необходимости отвода продуктов сгорания и других параметров, нормируемых данным разделом.

#### **Газоснабжение общественных и административных зданий**

**9.42** Газовые приборы общественных зданий, которые допускается газифицировать согласно нормативным документам на соответствующие здания, следует предусматривать с отводом продуктов сгорания. Допускается предусматривать установку в этих зданиях не более двух бытовых газовых плит (без дымоходов), а также лабораторных горелок.

Не допускается размещение газовых приборов в подвальных этажах (подвалах), а при газоснабжении СУГ — в подвальных и цокольных этажах зданий.

Допускается установка не более двух автоматизированных котлов в топочной, расположенной в подвальном или цокольном этажах административного здания (офиса) объемом не более 1200 м<sup>3</sup> и не ниже II степени огнестойкости при газоснабжении природным газом.

Требование к помещению топочной смотри 9.39.

**9.43** В кухнях, расположенных непосредственно под помещениями, где возможно

34

#### **СНБ 4.03.01-98**

скопление людей (обеденные и торговые залы, фойе и т.п.), допускается установка одной бытовой газовой плиты в качестве оборудования, не рассчитанного на непрерывную многочасовую работу, и одного газового водонагревателя или кипятильника.

Установка баллонов СУГ в вышеуказанных помещениях не допускается.

**9.44** Помещение, в котором предусматривается установка газового оборудования, должно иметь естественное освещение и постоянно действующую приточно-вытяжную вентиляцию с кратностью обмена воздуха, определяемой расчетом, но не менее трехкратного в рабочее время и однократного — в нерабочее время.

**9.45** На предприятиях общественного питания отвод продуктов сгорания от группы газовых приборов, установленных в непосредственной близости друг от друга, допускается производить под один зонт с последующим подключением в сборный дымоход, оборудованный вытяжным вентилятором.

**9.46** При установке бытовых газовых плит и других приборов следует соблюдать требования 9.24, 9.28, 9.30, 9.34, 9.36, 9.40.

**9.47** Пищеварочные котлы и плиты, кипятильники и т.п., предназначенные для работы на твердом или жидком топливе, допускается переводить на газовое топливо. При этом газогорелочные устройства должны соответствовать требованиям, предусмотренным разделом 15. В пищеварочных плитах следует предусматривать замену съемных конфорочных колец сплошным настилом.

**9.48** В сельской местности допускается газоснабжение топочных, расположенных в существующих пристройках к клубам, правлениям колхозов и другим общественным зданиям высотой не более 2-х этажей и оборудованных не более чем двумя котлами производительности

стью не выше 72,5 кВт каждый с автоматикой безопасности. Помещение топочной должно быть оборудовано сигнализаторами загазованности с выводом сигнала на дежурного, иметь обособленный вход и естественное освещение. Ограждающие конструкции помещения топочной должны соответствовать II степени огнестойкости.

### **Газоснабжение производственных установок и котлов**

**9.49** При проектировании газового оборудования котельных или при переводе на газовое топливо существующих котельных кроме требований настоящих норм следует руководствоваться требованиями СНиП II-35 и “Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов”.

При проектировании газооборудования производственных и отопительных котельных мощностью единичного котлоагрегата 420 ГДж/ч и более следует руководствоваться указаниями раздела 10. При переводе существующих котлов с твердого или жидкого на газовое топливо расчетом должны быть подтверждены: объемная плотность теплового потока, достаточность сечения дымоходов, производительность и давление дымососов и дутьевых вентиляторов и обеспечена вентиляция помещения котельной в соответствии с требованиями СНиП II-35. При проектировании газоснабжения крышных котельных следует руководствоваться требованиями [2] и должны быть соблюдены следующие условия:

- подключение к сетям природного газа;
- котлоагрегаты должны быть автоматизированы и обеспечивать работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- автоматическое прекращение подачи газа в случае загазованности или аварии.

Размещение крышных котельных непосредственно над помещениями, в которых возможно одновременное пребывание более 50 человек, не допускается.

Не допускается размещение газовых приборов в подвальных этажах (подвалах), а при газоснабжении СУГ — в подвальных и цокольных этажах зданий.

**9.50** Газогорелочные устройства промышленных установок, паровых и водогрейных котлов, использующих газовое топливо, должны соответствовать требованиям, предусмотренным разделом 15.

Расстояние от выступающих частей газовых горелок или арматуры до стен или других частей здания, а также до сооружений и оборудования должно быть не менее 1 м по горизонтали.

Для розжига газовых горелок и наблюдения за их работой следует предусматривать смотровые отверстия с крышками.

Перед горелками, в которые подается готовая газовоздушная смесь, а также при подводке кислорода к горелкам для резки и сварки металла для предотвращения проникания

35

### **СНБ 4.03.01-98**

пламени в подводящий трубопровод следует предусматривать установку огнепреградителей.

**9.51** На котлоагрегатах, работающих на газовом топливе, и на дымоходах от них следует предусматривать взрывные клапаны.

Для паровых котлов с давлением пара свыше 0,07 МПа и водогрейных котлов с температурой воды выше 115 °С взрывные клапаны следует предусматривать в соответствии с “Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов”.

Число взрывных клапанов, их расположение и размеры для паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа и водогрейных котлов с температурой воды не более 115 °С, а также для дымоходов от котлоагрегатов должна определять проектная организация.

Взрывные предохранительные клапаны допускается не предусматривать в обмуровке одно-

ходовых по дымовым газам котлов, для вертикальных цилиндрических котлов, котлов локомотивов и паровозного типа, а также на дымоходах перед дымососами.

Взрывные предохранительные клапаны не предусматриваются при оборудовании котлоагрегатов устройствами контроля герметичности арматуры и автоматическими устройствами, исключающими образование взрывоопасной смеси в топках котлоагрегатов.

**9.52** Необходимость установки взрывных клапанов на промышленных печах и дымоходах от них, а также места установки взрывных клапанов и их число следует определять по нормам технологического проектирования, а при отсутствии указанных норм — проектной организацией.

**9.53** Площадь одного взрывного клапана следует принимать не менее 0,05 м<sup>2</sup>.

**9.54** Взрывные предохранительные клапаны следует предусматривать в верхней части топки и дымоходов, а также в других местах, где возможно скопление газа.

При невозможности установки взрывных клапанов в местах, безопасных для обслуживающего персонала, должны быть предусмотрены защитные устройства на случай срабатывания клапана.

**9.55** Вентиляция котельных, цехов промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий предприятий бытового обслуживания производственного характера должна соответствовать требованиям строительных норм и правил по размещенному в них производству. Дополнительные требования к газифицируемым помещениям этих зданий по вентиляции не предъявляются.

При использовании СУГ удаление воздуха из газифицируемого помещения следует предусматривать из нижней зоны в количестве не менее 2/3 общего количества удаляемого воздуха.

**9.56** При подаче промышленным предприятиям неodorированного газа, используемого в технологических целях, следует предусматривать сигнализацию загазованности газифицируемых помещений, а также помещений, по которым предусматривается прокладка газопроводов.

**9.57** Газифицируемые котлы должны быть оборудованы КИП, автоматикой безопасности и автоматическим регулированием в соответствии с требованиями СНиП II-35. Установку сигнализаторов загазованности, заблокированных с системами вытяжной вентиляции и подачи газа, следует предусматривать в следующих случаях:

- во встроенных котельных;
- в пристроенных котельных к общественным, административным, бытовым и жилым зданиям;
- в крышных котельных.

**9.58** Газифицируемые производственные агрегаты должны быть оборудованы КИП для измерений:

- давления газа у горелки или группы горелок после последнего (по ходу газа) отключающего устройства и при необходимости у агрегата;
- давления воздуха в воздуховоде у горелок после последнего шиберов или дроссельной заслонки и, при необходимости, у вентиляторов;
- разрежения в топке и, при необходимости, в дымоходе до шиберов.

**9.59** Размещение КИП следует предусматривать у места регулирования измеряемого параметра или на специальном приборном щите. При установке приборов на приборном щите допускается использование одного прибора с переключателем для измерения параметров в нескольких точках.

**9.60** Газифицируемые производственные агрегаты должны быть оборудованы автоматикой безопасности, обеспечивающей прекращение подачи газа при:

— недопустимом отклонении давления газа от заданного;

36

**СНБ 4.03.01-98**

- погасании пламени у рабочих горелок или группы горелок, объединенных в блок;
- уменьшении разрежения в топке (для агрегатов, оборудованных дымососами или инжекционными горелками);
- понижении давления воздуха (для агрегатов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха).

Допускается не оборудовать производственные агрегаты автоматикой безопасности, обеспечивающей прекращение подачи газа при погасании пламени у рабочих горелок или группы горелок, если технологический процесс сжигания газа и условия эксплуатации агрегатов (температура в топочном пространстве, число и размещение горелок, частота остановок и пуска агрегатов и др.) обеспечивают безопасность работы газифицированных агрегатов.

Для производственных агрегатов, отдельных горелок или группы горелок, объединенных в блок, имеющих номинальную тепловую мощность менее 5,6 кВт (0,5 м<sup>3</sup>/ч), автоматику безопасности допускается не предусматривать.

**9.61** Необходимость оборудования производственных агрегатов автоматикой безопасности для отключения газа при нарушении не указанных выше параметров и обеспечения автоматического регулирования процессов горения решается в зависимости от мощности, технологии и режима работы агрегатов и определяется заданием на проектирование.

**9.62** Для производственных агрегатов, не допускающих перерывов в подаче газа, отключение подачи газа в системе автоматики безопасности может быть заменено сигнализацией об изменении контролируемых параметров.

**9.63** Присоединение КИП и приборов автоматики к газопроводам с давлением газа свыше 0,1 МПа следует предусматривать с помощью стальных труб. Для коммутации щитов КИП и автоматики допускается применение трубок из цветных металлов.

На отводах к КИП должны предусматриваться отключающие устройства. При давлении газа до 0,1 МПа допускается предусматривать присоединение КИП с помощью резиноканевых рукавов длиной не более 1 м, а также резиновых трубок, соответствующих требованиям 9.2.

**9.64** Прокладку импульсных линий следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП 3.05.07.

### **Горелки инфракрасного излучения**

**9.65** ГИИ должны соответствовать требованиям, предусмотренным разделом 15. ГИИ допускается применять как в стационарных, так и передвижных установках.

**9.66** Отопительные системы с ГИИ, предназначенные для отопления помещений без постоянного обслуживающего персонала, следует предусматривать с автоматикой, обеспечивающей прекращение подачи газа в случае погасания пламени горелки.

Необходимость оборудования автоматикой ГИИ, устанавливаемых вне помещений, должна определяться проектной организацией исходя из конкретных условий размещения и эксплуатации горелок (технологическое назначение ГИИ, розжиг горелок, установленных на высоте более 2,2 м, наличие обслуживающего персонала и др.).

**9.67** ГИИ не допускается устанавливать в производственных помещениях категорий А, Б, В по взрывопожарной и пожарной опасности, складских помещениях и в помещениях, выполненных из легких металлических конструкций с горючим и трудногорючим утеплителем в стенах, покрытиях и перекрытиях, помещениях, крытых соломой и камышом, а также в помещениях подвальных этажей.

**9.68** Расстояние от ГИИ до конструкций помещения из горючих и трудногорючих матери-

алов (потолка, оконных и дверных коробок и т.п.) должно быть не менее 0,5 м при температуре излучающей поверхности до 900 °С и не менее 1,25 м для температуры выше 900 °С.

Потолок или конструкцию из горючих материалов над горелкой необходимо защищать или экранировать негорючим материалом (кровельной сталью по асбесту, асбестоцементным листом и т.п.).

Открытая электропроводка должна находиться на расстоянии не менее 1 м от ГИИ и зоны облучения.

**9.69** Расчет вентиляции помещений, где предусматривается установка ГИИ, следует выполнять из условий допустимых концентраций CO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> в рабочей зоне. Размещение вытяжных устройств следует предусматривать выше излучателей (горелок), а приточных устройств — вне зоны излучения горелок.

37

## **СНБ 4.03.01-98**

### **10 Системы газоснабжения тепловых электростанций**

#### **Общие указания**

**10.1** В настоящем разделе приведены дополнительные требования, которые следует учитывать при проектировании систем газоснабжения электростанций.

**10.2** При проектировании систем газоснабжения электростанций кроме требований настоящих норм следует руководствоваться требованиями других нормативных документов, утвержденных Минтопэнерго в установленном порядке.

**10.3** При проектировании внеплощадочных газопроводов следует руководствоваться СНиП 2.05.06.

#### **Наружные газопроводы и устройства**

**10.4** Внеплощадочные газопроводы электростанций следует прокладывать, как правило, подземно.

**10.5** На внеплощадочном газопроводе следует предусматривать установку отключающего устройства с электроприводом вне территории электростанции на расстоянии не менее 5 м от ее ограждения.

**10.6** Прокладку газопроводов по территории электростанции следует предусматривать, как правило, надземной, с учетом максимального использования существующих или проектируемых эстакад и опор других трубопроводов. Допускается прокладка газопроводов по опорам мостовых кранов.

Не допускается предусматривать прокладку газопроводов по территории открытой подстанции, склада топлива.

#### **Газорегуляторные пункты**

**10.7** На газопроводе при вводе его в ГРП, расположенный на территории электростанции, следует предусматривать отключающее устройство с электроприводом на расстоянии не менее 10 м от здания ГРП. При сооружении ГРП для одного блока мощностью 800 МВт и выше непосредственно после отключающего устройства перед ГРП необходимо предусматривать отсечной быстродействующий клапан.

Для блоков 800 МВт и выше допускается совмещение узлов редуцирования давления и расхода газа в блочном ГРП, т.е. не предусматривать регулятор расхода на подводе газа к котлу.

**10.8** Выбор пропускной способности регуляторов давления, устанавливаемых на каждой линии регулирования в ГРП, следует производить с учетом нарастания расходов газа по мере ввода котельных агрегатов, а также с учетом летних расходов газа.

**10.9** В ГРП с входным давлением газа свыше 0,6 МПа следует предусматривать не менее двух линий регулирования.

В качестве регулирующего устройства в ГРП допускается применять регулирующие заслонки.

**10.10** В ГРП следует предусматривать не менее двух (один резервный) ПСК. Пропускную способность ПСК следует принимать в размере от 10 до 15% максимальной производительности ГРП. Перед каждым ПСК следует предусматривать отключающее устройство.

Допускается не предусматривать установку ПСК в ГРП с расчетным расходом газа 100000 м<sup>3</sup>/ч и более при размещении их вблизи воздухозаборных шахт производственных помещений. В этом случае все газопроводы и оборудование, устанавливаемое за регулятором давления до отключающего устройства перед горелками котла включительно, должны быть рассчитаны и приняты исходя из рабочего давления газа до ГРП.

**10.11** В ГРП следует предусматривать помещение щита управления для размещения щитов вторичных КИП, аппаратуры автоматического регулирования, управления и сигнализации, шкафов сборок задвижек, исполнительных механизмов регулирующих клапанов, телефона.

**10.12** Сбросные трубопроводы от ПСК необходимо располагать со стороны здания ГРП, противоположной воздухозаборным устройствам систем вентиляции. Концевые участки сбросных и продувочных газопроводов должны располагаться выше заборных устройств приточной вентиляции на расстоянии не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали. Если расстояние от сбросных газопроводов ПСК по горизонтали до светоаэрационного фонаря самого высокого соседнего здания меньше 20 м, сбросные газопроводы должны быть выведены на 2 м выше фонаря этого здания.

Продувочные газопроводы следует выводить выше дефлекторов ГРП не менее чем на 1 м, но не менее 5 м от уровня земли.

**10.13** На каждой линии регулирования в ГРП следует предусматривать установку листовых заглушек после первого и перед последним по ходу газа отключающим устройством.

38

#### **СНБ 4.03.01-98**

**10.14** Тяги, соединяющие рычаги исполнительных механизмов и регулирующих органов и проходящие через стены регуляторного зала, следует прокладывать в футлярах, забетонированных в стенах. Футляры необходимо заполнять асбестовой пушонкой. Сальники с обеих сторон футляра следует заполнять асбестовым шнуром.

**10.15** Газопроводы ГРП после регуляторов давления, в том числе наружные надземные газопроводы на участке длиной не менее 20 м от ГРП, должны иметь звукопоглощающую изоляцию.

**10.16** Управление регулирующей и запорной арматурой ГРП следует предусматривать со щита главного корпуса при сохранении возможности управления с местного щита ГРП.

Указатель положения регулирующей арматуры следует предусматривать на щите главного корпуса и на местном щите ГРП.

Управление регулирующей и запорной арматурой блочного ГРП следует предусматривать с блочного щита управления энергоблока с сохранением при необходимости управления с местного щита ГРП.

#### **Внутреннее газовое оборудование**

**10.17** При подаче газа в разводящий коллектор котельной от двух и более ГРП перед коллектором следует предусматривать отключающие устройства на каждой линии.

**10.18** На отводе газопровода к каждому котлоагрегату следует предусматривать быстродей-

ствующий запорный (отсечной) клапан, прекращающий подачу газа к горелкам в течение не более 3 с.

**10.19** Питание электроприводов отсечных быстродействующих клапанов следует предусматривать от шин аккумуляторной батареи электростанции или от двух независимых источников переменного тока с автоматическим включением резервного питания, или от батареи предварительно заряженных конденсаторов.

**10.20** Устройство, регулирующее расход газа на котел (заслонка, клапан и др.), следует предусматривать с дистанционным и ручным управлением.

**10.21** Перед каждой горелкой следует предусматривать установку последовательно двух запорных устройств. Первое по ходу газа запорное устройство должно иметь электрический привод, второе — электрический или ручной привод. Между этими запорными устройствами следует предусматривать продувочный газопровод (свеча безопасности) с установкой на нем запорного устройства с электроприводом.

**10.22** На котлоагрегатах, помимо основного регулирующего клапана подачи газа (регулятора топлива), допускается установка растопочного регулятора подачи газа.

**10.23** На газопроводе внутри котельной следует предусматривать штуцер для отбора пробы газа.

**10.24** Допускается присоединять к газопроводу внутри котельной газопроводы для лабораторных нужд и постов резки металла с устройством ГРУ в месте потребления газа.

### **Трубопроводы и КИП**

**10.25** Для газопроводов электростанций следует предусматривать стальные трубы в соответствии с приложением Е.

**10.26** Детали, блоки, сборные единицы трубопроводов, опоры и подвески для газопроводов, сооружаемых на территории электростанций, следует принимать в соответствии с действующей нормативно-технической документацией для трубопроводов пара и горячей воды давлением не более 4 МПа, температурой не выше 425 °С тепловых электростанций.

Фасонные части и детали следует изготавливать из спокойных сталей. Отводы диаметром до 100 мм должны быть гнутыми или штампованными. Гнутые отводы для подземных газопроводов следует изготавливать, как правило, из бесшовных труб.

**10.27** Для газопроводов с толщиной стенки свыше 5 мм, прокладываемых на участках перехода через железные и автомобильные дороги, водные преграды и другие естественные и искусственные преграды, величина ударной вязкости металла труб и сварных изделий должна быть не ниже 29 Дж/см<sup>2</sup> при расчетной температуре наружного воздуха района строительства.

**10.28** Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования в системах газоснабжения тепловых электростанций допускается предусматривать согласно приложению Ж.

## **11 Учет расхода газа**

**11.1** Выбор метода учета и средств измерения расхода газа следует производить в зависимости от объема и режима газопотребления, системы газоснабжения потребителя и

39

### **СНБ 4.03.01-98**

давления газа с учетом возможности использования выбранных приборов в системах телемеханизации.

**11.2** Система учета расхода газа на объектах газоснабжения должна обеспечить выполнение следующих основных задач:

— осуществление коммерческих расчетов между газосбытовой (газоснабжающей) организа-

цией и потребителями газа;

— контроль за соблюдением потребителями установленных планов (лимитов), норм и режимов газопотребления;

— разработку технически обоснованных норм расхода газа;

— осуществление внутрипроизводственных расчетов.

**11.3** Коммерческий (расчетный) учет расхода газа должен предусматриваться по всем потребителям (субъектам хозяйствования) независимо от объемов газопотребления и ведомственной принадлежности с помощью стационарных средств измерения, разрешенных к применению в установленном порядке.

**11.4** При питании от одного источника газоснабжения (ГРП) нескольких потребителей различных тарификационных групп приборы учета расхода газа должны быть установлены для потребителей каждой тарификационной группы.

**11.5** На общем подводящем газопроводе к потребителю в узле (пункте) коммерческого учета расхода газа должно быть обеспечено измерение как номинального, так и малого (до 30 % от номинального) расходов.

**11.6** Необходимость установки приборов внутрипроизводственного и поагрегатного учета и контроля расхода газа определяется заказчиком проекта с участием проектной организации и указывается в задании на проектирование.

Установку приборов учета и контроля расхода газа следует предусматривать, если это не указано в задании на проектирование, для объектов (цехов, участков, агрегатов и т.д.), имеющих годовое газопотребление 350000 м<sup>3</sup> и более.

**11.7** При выборе средств измерения для узлов (пунктов) учета расхода газа следует руководствоваться техническими условиями газоснабжающей организации.

**11.8** Контрольно-измерительные приборы, применяемые для учета расхода газа коммунально-бытовыми, сельскохозяйственными и промышленными потребителями должны иметь класс точности не ниже 1,5 — для узлов (пунктов) расчетного учета. Для узлов технического (поагрегатного) учета допускается применение приборов класса точности на одну ступень ниже приборов расчетного учета.

**11.9** При проектировании узлов (пунктов) учета расхода газа с использованием стандартных сужающих устройств (диафрагм) следует руководствоваться требованиями [3].

**11.10** Приборы для учета расхода газа следует размещать:

— в помещении технологического оборудования ГРП;

— в обособленном помещении ГРП, отделенном от помещения технологического оборудования противопожарной газонепроницаемой стеной I типа;

— в помещении газифицируемого оборудования;

— в помещениях, пристроенных и встроенных в здания, не ниже II степени огнестойкости с соблюдением требований 8.5, 8.11, 11.12, 11.13;

— вне помещений в закрывающемся шкафу (ящике), изготовленном из несгораемых материалов;

— в отдельно стоящем здании — пункте учета (измерения) расхода газа.

Бытовые газовые счетчики допускается также устанавливать в оборудованных вытяжной вентиляцией жилых помещениях, примыкающих к кухням: в коридорах, передних и т.д.

**11.11** Бытовые газовые счетчики внутри помещений должны устанавливаться на высоте от 1,0 до 1,6 м от пола и на расстоянии по горизонтали от края счетчика до оси ближайшей горелки газовой плиты 0,4 м.

При установке счетчика снаружи на стене жилого дома высота установки должна быть не менее 1,4 м от земли до низа защитного кожуха, а расстояние по горизонтали — 0,5 м от края кожуха до дверного или оконного проема.

**11.12** Приборы и датчики с выходным электрическим сигналом или потребляющие электрическую энергию, устанавливаемые в пожаро- и взрывоопасном помещении или в пределах взрывоопасной зоны наружных взрывоопасных установок, должны быть во взрывозащищенном исполнении.

**11.13** При установке приборов в обычном исполнении в помещении с нормальной

## **СНБ 4.03.01-98**

средой вводы импульсных газопроводов в эти помещения должны предусматриваться через разделительные устройства, исключающие возможность попадания газа в помещение КИП.

**11.14** Пункты учета расхода газа следует предусматривать на границах между предприятиями газового хозяйства и устанавливать на обводе газопровода. На газопроводе следует устанавливать одно, а на обводе два отключающих устройства.

Расстояние от пунктов учета расхода газа до зданий и сооружений следует принимать как для отдельностоящих ГРП.

Здание пункта учета расхода газа должно соответствовать требованиям, предъявляемым к ГРП. Помещение установки датчиков КИП должно отвечать требованиям, установленным СНиП 2.09.02 и СНиП 2.01.02 для помещений категории А.

Электроснабжение, электроосвещение, защитное заземление (зануление), молниезащиту и защиту от статического электричества пунктов учета расхода газа следует предусматривать в соответствии с требованиями для ГРП.

В помещении датчиков и вторичных приборов следует предусматривать естественное и искусственное освещение, отопление и постоянно действующую вентиляцию с естественным побуждением, обеспечивающую не менее трехкратного воздухообмена в час.

Помещение топочной должно быть отделено от помещения датчиков и других помещений пункта учета расхода газа глухими газонепроницаемыми и противопожарными стенами с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч.

**11.15** Измерительные нитки и диафрагмы следует размещать на открытой площадке. Количество измерительных ниток должно быть минимальным.

Импульсные или соединительные линии на участке от места врезки в газопровод или подключения к диафрагме до ввода в здание ГРП или пункт учета расхода газа должны быть защищены от воздействия внешних источников теплоты или холода (теплоизолированы).

**11.16** На одном газопроводе допускается установка параллельно не более двух газовых счетчиков.

Устройство обводного газопровода (байпаса) обязательно при установке одного счетчика и двух, если оба счетчика рабочие.

**11.17** В узлах учета (измерения) расхода газа с измерительной диафрагмой следует предусматривать обводной газопровод (байпас).

**11.18** Выбор средств измерения и контроля по условиям окружающей среды и их применение для заданных рабочих условий измерения расхода и параметров газа должен соответствовать требованиям технической документации изготовителя.

## **12 Газонаполнительные станции, газонаполнительные пункты, промежуточные склады баллонов, автомобильные газозаправочные станции**

### **Общие указания**

**12.1** Настоящий раздел устанавливает требования к проектированию ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС, предназначенных для снабжения сжиженными углеводородными газами потреби-

телей, использующих эти газы в качестве топлива.

**12.2** При проектировании установок (станций) регазификации СУГ следует руководствоваться требованиями, относящимися к ГНС такой же общей вместимости резервуаров для хранения газа.

**12.3** Нормы настоящего раздела не распространяются на проектирование сооружений и установок, в составе которых предусматриваются изотермические и неметаллические резервуары, подземные хранилища, а также на проектирование складов, предназначенных для хранения СУГ, используемых в качестве сырья на предприятиях химической, нефтехимической и других отраслей промышленности.

**12.4** При проектировании ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС, строительство которых будет осуществляться в районах с особыми природными условиями, следует дополнительно учитывать требования, предусмотренные разделами 14 и 15.

### **Газонаполнительные станции сжиженных газов**

**12.5** ГНС предназначены для приема от поставщиков СУГ, поступающих железнодорожным, водным, автомобильным и трубопроводным транспортом; хранения их в надземных и подземных резервуарах; розлива сжиженных газов в баллоны и автоцистерны и поставки в них газа потребителям; приема пустых и выдачи наполненных баллонов; ремонта, технического освидетельствования и окраски баллонов. Требования, предъявляемые к проектирова-

41

### **СНБ 4.03.01-98**

нию кустовых баз сжиженных газов, аналогичны требованиям к проектированию ГНС, изложенным в настоящих нормах.

**12.6** ГНС следует располагать вне селитебной территории населенных пунктов, как правило, с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилым районам.

**12.7** Выбор площадки для строительства ГНС необходимо предусматривать с учетом приведенных в 12.12 расстояний до окружающих ГНС зданий и сооружений, а также наличия в районе строительства железных и автомобильных дорог.

**12.8** Площадку для строительства ГНС следует предусматривать с учетом обеспечения снаружи ограждения производственной зоны газонаполнительной станции противопожарной полосы шириной 10 м и минимальных расстояний до лесных массивов: хвойных пород — 50 м, лиственных пород — 20 м.

**12.9** Подъездной железнодорожный путь, как правило, не должен проходить через территорию других предприятий. Допускается прохождение подъездного железнодорожного пути к ГНС через территорию не более одного предприятия (по согласованию с этим предприятием) при условии устройства в пределах территории предприятия самостоятельного транзитного пути для ГНС.

### **Основные здания и сооружения ГНС**

**12.10** Территория ГНС подразделяется на производственную и вспомогательную зоны, в пределах которых в зависимости от технологического процесса, транспортирования, хранения и поставки потребителям газа следует размещать следующие основные здания (помещения) и сооружения:

*в производственной зоне*

- железнодорожный путь с эстакадой и сливными устройствами для слива СУГ из железнодорожных цистерн в резервуары базы хранения;
- база хранения с резервуарами для СУГ;
- насосно-компрессорное отделение;

- испарительное отделение;
- наполнительный цех;
- отделение технического освидетельствования баллонов,
- отделение окраски баллонов;
- колонки для наполнения автоцистерн СУГ, колонки для слива газов из автоцистерн при доставке газа на ГНС автомобильным транспортом и колонки для заправки принадлежащих предприятиям газового хозяйства газобаллонных автомобилей;
- теплообменные установки для подогрева газа;
- резервуары для слива из баллонов неиспарившегося газа и газа из переполненных и неисправных баллонов;
- внутривозвращающие трубопроводы для перемещения паровой и жидкой фазы СУГ в соответствии с технологической схемой ГНС;

*во вспомогательной зоне*

- цех вспомогательного назначения с размещением в нем административно-хозяйственных и бытовых помещений, лабораторий, насосной, механических мастерских по ремонту оборудования ГНС, баллонов и вентилей, аккумуляторной и других помещений;
- котельная (при невозможности подключения к существующим источникам теплоснабжения);
- трансформаторная подстанция;
- резервуары для противопожарного запаса воды;
- водонапорная башня;
- складские и другие помещения;
- здание для технического обслуживания автомобилей;
- открытая стоянка с воздушноподогревом для автотранспорта;
- мойка для автомобилей;
- пункт технического контроля.

Как во вспомогательной, так и в производственной зоне допускается предусматривать:

- воздушную компрессорную;
- автовесы.

В насосно-компрессорном и испарительном отделениях допускается предусматривать газорегуляторную установку для собственных нужд ГНС.

В каждом здании производственной зоны следует предусматривать санузел и гардеробные.

42

## **СНБ 4.03.01-98**

Перечень зданий и сооружений ГНС следует уточнять в соответствии с техническими условиями на проектирование.

В производственной зоне допускается предусматривать железнодорожные весы.

Гараж допускается выделять в самостоятельное хозяйство с размещением его вне территории ГНС.

**12.11** Допускается предусматривать размещение службы эксплуатации газового хозяйства с примыканием к территории ГНС со стороны вспомогательной зоны.

### **Размещение зданий и сооружений ГНС**

**12.12** Минимальные расстояния от резервуаров базы хранения СУГ до зданий и сооружений, не относящихся к ГНС, следует принимать по таблице 10, до дорог — по таблице 11.

**12.13** Минимальное расстояние от надземных резервуаров ГНС до мест, где одновременно может находиться более 800 чел. (стадионов, рынков, парков и т.п.), а также до территории школ и детских учреждений независимо от числа мест в них следует увеличить в 2 раза по

Таблица 10

Общая вместимость *) резервуаров, м <sup>3</sup>	Максимальная вместимость одного резервуара, м <sup>3</sup>	Расстояние от резервуаров до зданий (жилых, промышленных и др.) и сооружений, не относящихся к ГНС, м	
		надземных	подземных
Св. 50 до 200	25	80	40
То же	50	150	75
"	100	200	100
Св. 200 до 500	50	150	75
То же	100	200	100
"	Св.100, но не более 200	300	150
Св. 500 до 2000	100	200	100
То же	Св.100, но не более 600	300	150
Св.2000 до 8000 включ.	То же	300	150

\*) Внутренний объем.

Таблица 11

Дороги, находящиеся вне территории ГНС	Расстояние от резервуаров до дорог при общей вместимости резервуаров на ГНС, м			
	до 200 м <sup>3</sup>		св.200 м <sup>3</sup>	
	от надземных	от подземных	от надземных	от подземных
Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки со стороны резервуаров)	75	50	100	75
Подъездные пути железных дорог промышленных предприятия, трамвайные пути (до оси пути) и автомобильные дороги (до края проезжей части)	30	20	40	25

43

### СНБ 4.03.01-98

сравнению с указанными в таблице 10.

**12.14** Расстояние до базы хранения с резервуарами различной вместимости следует принимать по резервуару с наибольшей вместимостью.

**12.15** Размещение на ГНС шаровых резервуаров с единичной вместимостью свыше 200 м<sup>3</sup> следует предусматривать по нормам проектирования товарных складов предприятий нефтяной и нефтехимической промышленности. При этом расстояния от этих резервуаров до зданий и сооружений, а также расстояния между резервуарами следует принимать не менее значений, приведенных в настоящем подразделе.

**12.16** Расстояние от железнодорожной сливной эстакады ГНС следует принимать не менее:

- до зданий и сооружений, не относящихся к ГНС,
- по таблицам 10 и 11 как до надземных резервуаров с общей вместимостью, равной вместимости железнодорожных цистерн, которые могут одновременно находиться под сливом на территории ГНС;
- до зданий и сооружений на территории ГНС - по таблице 14;
- до надземных резервуаров базы хранения ГНС
- не менее 20 м.

**12.17** Расстояние от ГНС общей вместимостью резервуаров свыше 100 м<sup>3</sup> до предприятий с легковоспламеняющимися материалами (нефтебазы, нефтеперерабатывающие заводы, ацетиленовые станции, склады киноплёнок и т.п.) следует принимать по нормам для этих предприятий, но не менее расстояний, указанных в таблице 10.

**12.18** Минимальные расстояния от резервуаров ГНС, размещаемых на территории промышленных предприятий, до зданий и сооружений этих предприятий следует принимать по таблицам 12 и 13.

Расстояние от железнодорожной сливной эстакады до зданий предприятия должно быть не менее 40 м.

**12.19** Расстояние от резервуаров СУГ общей вместимостью 500 м<sup>3</sup> и меньше для ГНС, размещаемых на территории промышленных предприятий, до зданий, агрегатов и установок категории Г, относящихся к предприятию, следует принимать на 30 % более указанных в таблице 12.

Таблица 12

Общая вместимость резервуаров ГНС, размещаемой на территории промышленного предприятия, м <sup>3</sup>	Максимальная вместимость одного резервуара, м <sup>3</sup>	Расстояние от резервуаров до зданий и сооружений предприятия, м при	
		надземных	подземных
До 50	10	30	15
Св. 50 " 100	25	50	25
" 100 " 200	50	70	35
" 200 " 300	50	90	45
" 300 " 500	50	110	55
" 500 " 2000	100	200	100
" 2000 " 8000 включ.	Св.100, но не более 600	300	150

Таблица 13

Дороги промышленного предприятия	Общая вместимость резервуаров ГНС, размещаемой на территории предприятия, м <sup>3</sup>	Расстояние от резервуаров, м	
		надземных	подземных
Железнодорожные пути (до оси пути) и автомобильные дороги (до края проезжей части)	До 100	20	10
	Св.100	30	15

**12.20** Расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории ГНС, следует принимать не менее значений, указанных в таблице 14.

**12.21** В зданиях, находящихся на территории ГНС, предусматривать жилые помещения и не относящиеся к ГНС производства не допускается.

Таблица 14

Здания и сооружения ГНС	Расстояния между зданиями и сооружениями ГНС, м									
	Порядковые номера зданий и сооружений, приведенные в гр. 1									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 Надземные резервуары базы хранения и железнодорожная сливная эстакада	—	10	15	30	40	15	30	10	10	40
2 Подземные резервуары базы хранения	10	—	10	20	30	10	20	10	5	40
3 Помещения категории А и погрузочно-разгрузочные площадки для баллонов	15	10	—	15	40	15	30	5	10	40
4 Колонки для налива СУГ в автоцистерны и заправочные колонки	30	20	15	-	30	15	15	10	10	15
5 Котельная, ремонтная мастерская, здание для технического обслуживания автомобилей, складские здания	40	30	40	30	—	По таблице 21	*)	*)	*)	**)
6 Прирельсовый склад баллонов	15	10	15	15	По таблице 21	—	По таблице 21	5	*)	40
7 Вспомогательные здания без применения от крытого огня	30	20	30	15	*)	По таблице 21	*)	*)	*)	**)
8 Автомобильные дороги, кроме местных подъездов (до края проезжей части)	10	10	5	10	*)	5	*)	—	1,5	*)
9 Ограждение территории	10	5	10	10	*)	*)	*)	1,5	*)	*)
10 Резервуары для пожаротушения (до водозаборных колодцев)	40	40	40	15	**)	40	**)	*)	*)	—

*Примечание* — Расстояния от зданий и сооружений, размещаемых на территории ГНС, до зданий подстанций и помещений электrorаспределительных устройств следует принимать в соответствии с требованиями раздела 7 ПУЭ, а до электrorаспределительных устройств, размещенных непосредственно в производственных невзрывоопасных помещениях, — по таблице 14.

\*) Расстояния следует принимать по СНиП II-89.

\*\*\*) Расстояния следует принимать по СНиП 2.04.02.

## **Планировка территории, дороги, требования к зданиям и сооружениям**

**12.22** Территория ГНС должна быть ограждена проветриваемой оградой из негорючих материалов в соответствии с указаниями СИ 441.

**12.23** Производственную и вспомогательную зоны и участок размещения автохозяйств следует разделять конструкциями облегченного типа из негорючих материалов или посадкой кустарника высотой не более 1 м.

**12.24** Планировка территории ГНС должна исключать возможность образования мест скопления сжиженных газов (застойных зон) и вместе с системой водостоков обеспечивать водоотвод и защиту территории от попадания извне талых и ливневых вод.

**12.25** Планировку площадок ГНС и проектирование подъездных и внутриплощадочных дорог следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП II-89, СНиП 2.05.02, СНБ 3.03.01, СНиП 2.05.07 и настоящих норм.

**12.26** Участок железной дороги от места примыкания, включая территорию ГНС, следует относить к подъездной дороге V категории; подъездную автодорогу ГНС — к IV категории.

**12.27** Железнодорожные пути ГНС в местах слива газа следует предусматривать в виде горизонтальных или с уклоном не круче 2,5 % участков.

Для расцепки состава должен быть предусмотрен дополнительный прямой участок пути со стороны тупика длиной не менее 20 м.

**12.28** Территория ГНС должна сообщаться с автомобильной дорогой общего назначения подъездной автодорогой IV категории.

Для ГНС с резервуарами вместимостью свыше 500 м<sup>3</sup> следует предусматривать два рассредоточенных выезда: основной и запасной для аварийной эвакуации автотранспорта. Присоединение запасного выезда к подъездной автодороге необходимо предусматривать на расстоянии не менее 40 м от основного выезда. Автомобильные дороги для противопожарных проездов должны проектироваться на две полосы движения.

Ширину автомобильных дорог на территории ГНС на две полосы движения следует принимать 6 м, а для одной полосы движения — 4,5 м. Перед въездом на территорию ГНС необходимо предусматривать площадку для разворота и стоянки автомашин.

**12.29** Между колонками для наполнения автоцистерн и заправки газобаллонных автомобилей следует предусматривать сквозной проезд шириной не менее 6 м.

Для колонок следует предусматривать защиту от наезда автомобилей.

**12.30** Для ГНС и установок регазификации СУГ, размещаемых на территории промышленных предприятий, допускается предусматривать один въезд на территорию ГНС.

**12.31** Транспортные сооружения на внутриплощадочных дорогах ГНС следует предусматривать из негорючих материалов.

**12.32** При проектировании зданий и сооружений ГНС, кроме требований настоящего раздела, следует выполнять требования, предусмотренные СНиП 2.09.02, СНиП 2.09.03, СНиП 2.09.04, СНиП 2.01.02 и СН-245.

**12.33** Насосно-компрессорное отделение следует размещать, как правило, в отдельно стоящем здании, в котором допускается предусматривать также размещение испарительной (теплообменной) установки. Допускается блокировка насосно-компрессорного отделения с наполнительным цехом.

**12.34** В здании наполнительного цеха следует предусматривать:

- наполнительное отделение с оборудованием для слива, наполнения, контроля герметичности и контроля заполнения баллонов;
- отделение дегазации баллонов;

— погрузочно-разгрузочную площадку для баллонов.

Отделение технического освидетельствования и ремонта баллонов и отделение окраски баллонов следует предусматривать или в здании наполнительного цеха, или в отдельном здании.

**12.35** Для отделения технического освидетельствования баллонов следует предусматривать погрузочно-разгрузочную площадку для баллонов, поступающих на техническое освидетельствование. Отделение окраски баллонов следует предусматривать, как правило, сблокированным с отделением технического освидетельствования баллонов.

При реконструкции ГНС допускается предусматривать размещение отделения окраски баллонов в отдельном здании.

46

**СНБ 4.03.01-98**

**12.36** Производственные процессы в зданиях и помещениях ГНС, где возможно образование взрывоопасной среды (отделения: насосно-компрессорное, наполнения и слива, дегазации баллонов, окрасочное, а также помещения испарительных установок и вытяжных венткамер), следует относить по взрывопожарной опасности к категории А. Категорийность зданий и помещений должна указываться в проекте.

**12.37** Производственные здания, установки и сооружения ГНС в отношении опасности при применении электрооборудования следует относить:

— к классу В-Ia — помещения отделений: насосно-компрессорного, наполнения и слива баллонов, дегазации баллонов, окрасочного, испарительного, а также вентиляционные камеры вытяжной вентиляции для этих помещений;

— к классу В-Iг — резервуары, сливные эстакады, колонки для слива и налива сжиженных газов, колонки для заправки газобаллонных автомобилей, площадки для открытой стоянки автоцистерн, погрузочно-разгрузочные площадки, а также испарительные (теплообменные) установки, размещенные на открытых площадках. Размер зоны В-Iг для открытых пространств следует определять в соответствии с ПУЭ.

**12.38** В помещении насосно-компрессорного и наполнительного отделений следует предусматривать порошковые огнетушители из расчета не менее 100 кг порошка при площади помещения до 200 м<sup>2</sup> включительно и не менее 250 кг при площади помещения до 500 м<sup>2</sup> включительно.

**12.39** Погрузочно-разгрузочные площадки для размещения наполненных и пустых баллонов следует предусматривать пристроенными непосредственно к наполнительным отделениям.

Размеры площадок с учетом проходов должны определяться из расчета обеспечения размещения баллонов в количестве двойной суточной производительности наполнительного отделения.

Над погрузочно-разгрузочными площадками следует предусматривать навесы из негорючих материалов, а по периметру — несплошное ограждение (при необходимости).

Полы следует предусматривать с покрытиями из негорючих, не дающих искры материалов.

### **Сливные устройства**

**12.40** Число сливных устройств на железнодорожной эстакаде следует определять исходя из максимального суточного отпуска газа с ГНС с учетом неравномерности поступления газа в железнодорожных цистернах (коэффициент неравномерности следует принимать равным 2,0).

Для обслуживания сливных устройств следует предусматривать эстакады из негорючих материалов с площадками для присоединения сливных устройств к цистернам. В конце эстакады следует предусматривать лестницы шириной не менее 0,7 м уклоном не более 45°.

Лестницы, площадки и эстакады должны иметь перила высотой 1 м со сплошной обшивкой понизу высотой не менее 90 мм.

**12.41** На трубопроводах для слива газа из железнодорожных цистерн в непосредственной близости от места соединения стационарных трубопроводов ГНС со сливными устройствами транспортных средств следует предусматривать:

— на трубопроводах жидкой фазы — обратный клапан;

— на трубопроводах паровой фазы — скоростной клапан;

— до отключающего устройства — штуцер с отключающим устройством для удаления остатков газа в систему трубопроводов или продувочную свечу.

Допускается не предусматривать скоростные клапаны при бесшланговом способе слива (налива) газа (по металлическим трубопроводам специальной конструкции) при условии обоснования надежности этой конструкции и согласования с эксплуатационной организацией.

**12.42** Для слива газа, поступающего на ГНС в автоцистернах, следует предусматривать сливные колонки, обвязка которых должна обеспечивать соединение автоцистерн с трубопроводами паровой и жидкой фазы резервуаров базы хранения через запорно-предохранительную арматуру аналогично сливным железнодорожным устройствам.

### **Резервуары для СУГ**

**12.43** Резервуары, предназначенные для приема и хранения СУГ на ГНС, должны соответствовать требованиям раздела 15.

Обвязку резервуаров следует предусматривать с учетом возможности отдельного приема и хранения газа различных марок, предусмотренных ГОСТ 20448.

**12.44** Вместимость базы хранения следует определять в зависимости от суточной – произ-

47

### **СНБ 4.03.01-98**

водительности ГНС, степени заполнения резервуаров и количества резервируемого для хранения СУГ на газонаполнительной станции. Количество резервируемого для хранения СУГ следует определять в зависимости от расчетного времени работы ГНС без поступления ( $t$ ), сут, определяемого по формуле

$$t = \frac{L}{V} + t_1 + t_2, \quad (7)$$

где  $L$  — расстояние от завода-поставщика сжиженных газов до ГНС, км;

$V$  — нормативная суточная скорость доставки грузов повагонной отправки, км/сут (допускается 330 км/сут);

$t_1$  — время, затрачиваемое на операции, связанные с отправлением и прибытием груза (принимается 1 сут);

$t_2$  — время, на которое следует предусматривать эксплуатационный запас сжиженных газов на ГНС (принимается в зависимости от местных условий в размере 3-5 сут).

При соответствующем обосновании (ненадежность транспортных связей и др.) допускается увеличивать время ( $t_2$ ), но не более чем до 10 сут.

**12.45** При расположении ГНС в непосредственной близости от предприятия, вырабатывающего сжиженные газы, транспортирование которых на ГНС осуществляется в автоцистернах или по трубопроводам, а также для АГЗС с получением сжиженных газов с ГНС допускается сокращать время ( $t$ ) до 2 сут.

При размещении ГНС на территории промышленного предприятия запас сжиженных газов следует определять в зависимости от принятого для промышленного предприятия норматива по хранению резервного топлива.

**12.46** Резервуары для сжиженных газов на ГНС могут устанавливаться надземно и подземно.

Надземными считаются резервуары, у которых нижняя образующая находится на одном уровне или выше планировочной отметки прилегающей территории.

Подземно расположенными резервуарами следует считать резервуары, у которых верхняя образующая находится ниже планировочной отметки земли не менее чем на 0,2 м.

К подземным резервуарам приравниваются надземные, засыпаемые грунтом на высоту не менее 0,2 м выше их верхней образующей и шириной не менее 6 м, считая от стенки резервуара до бровки насыпи. Размещение резервуаров в помещениях не допускается.

*Примечание* — Прилегающей к резервуару территорией считается территория на расстоянии 6 м от стенки резервуара.

**12.47** Резервуары должны устанавливаться с уклоном от 2 до 3 % в сторону сливного патрубка.

**12.48** Надземные резервуары следует устанавливать на опоры из негорючих материалов (с пределами огнестойкости не менее 2 ч) с устройством стационарных металлических площадок с лестницами. Площадки должны предусматриваться с двух сторон от арматуры, приборов и люков. К штуцеру для вентиляции следует предусматривать площадку с одной стороны.

Площадки и лестницы следует выполнять в соответствии с требованиями, предусмотренными 12.40.

При устройстве одной площадки для нескольких резервуаров лестницы следует предусматривать в концах площадки. При длине площадки более 60 м в средней ее части следует предусматривать дополнительную лестницу. Лестницы должны выводиться за обвалование.

**12.49** Надземные резервуары должны быть защищены от нагрева солнечными лучами (например, окраска резервуаров в белый или серебристый цвет).

**12.50** Надземные резервуары следует располагать группами, как правило, в районе пониженных планировочных отметок площадки ГНС.

Максимальную общую вместимость надземных резервуаров в группе следует принимать в соответствии с таблицей 15.

Максимальные расстояния в свету между группами резервуаров следует принимать по таблице 16.

**12.51** Внутри группы расстояния в свету между надземными резервуарами должны быть не менее диаметра наибольшего из рядом стоящих резервуаров, а при диаметре резервуаров до 2 м — не менее 2 м. Расстояние между рядами надземных резервуаров, размещаемых в два и более рядов, следует принимать равным длине наибольшего резервуара, но не менее 10 м.

Таблица 15

Общая вместимость резервуаров ГНС, м <sup>3</sup>	Общая вместимость резервуаров в группе, м <sup>3</sup>
До 2000	1000
Св. 2000 " 8000	2000

Таблица 16

Общая вместимость резервуаров в группе, м <sup>3</sup>	Расстояние в свету между внешними образующими крайних резервуаров групп, расположенных надземно, м
До 200	5
Св. 200 " 700	10
" 700 " 2000	20

**12.52** Для каждой группы надземных резервуаров по периметру должно предусматриваться замкнутое обвалование или ограждающая стенка из негорючих материалов (например, из кирпича, бутобетона, бетона и т.п.) высотой не менее 1 м, рассчитанные на 85 % вместимости резервуаров в группе. Ширина земляного вала по верху должна быть не менее 0,5 м. Расстояния от резервуаров до подошвы обвалования или ограждающей стенки должны быть равны половине диаметра ближайшего резервуара, но не менее 1 м.

Для входа на территорию резервуарного парка по обе стороны обвалования или ограждающей стенки должны быть предусмотрены лестницы-переходы шириной 0,7 м, не менее двух на каждую группу, расположенные в разных концах обвалования.

**12.53** Для подземного размещения допускается предусматривать только цилиндрические резервуары. Расстояния в свету между отдельными подземными резервуарами должны быть равны половине диаметра большего смежного резервуара, но не менее 1 м.

**12.54** Подземные и наземные засыпаемые грунтом резервуары должны устанавливаться, как правило, непосредственно на грунт. Устройство фундаментов для резервуаров следует предусматривать при неблагоприятных грунтовых условиях: наличии грунтовых вод на глубине разработки котлована или несущей способности грунта менее 0,1 МПа, или опирании резервуара на пучинистый грунт и др.

Фундаменты под резервуары следует предусматривать из негорючих материалов, например, камня, бетона, железобетона и др.

Засыпку резервуаров следует предусматривать песчаным или глинистым грунтом, не имеющим в своем составе органических примесей.

**12.55** При размещении подземных резервуаров в пучинистом грунте последний должен быть заменен песчаным на глубину промерзания, а в местах с высоким стоянием грунтовых вод (выше нижней образующей резервуаров) следует предусматривать решения по предотвращению всплытия резервуаров.

**12.56** Резервуары следует защищать от коррозии:

— подземные — в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и нормативно-технической документации, утвержденной в установленном порядке;

— надземные — покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки и двух слоев краски, лака или эмали, предназначенных для наружных работ при расчетной температуре в районе строительства.

### Технологическое оборудование ГНС

**12.57** Для перемещения жидкой и паровой фаз СУГ по трубопроводам ГНС следует предусматривать насосы, компрессоры или испарительные (теплообменные) установки.

Допускается использовать энергию сжатого природного газа для слива и налива СУГ. Допустимое давление ( $P_{\text{доп}}$ ), МПа (абс.), в опорожняемом резервуаре при поддавливании природным газом определяется из графика (рисунок 1) в зависимости от температуры СУГ ( $T$ ), °С, и давления ( $P_0$ ), МПа (абс.), в нем до начала поддавливания. При этом должен быть предусмотрен контроль температуры СУГ в опорожняемом резервуаре или на сливном трубопроводе.

**12.58** Допускается при сливе СУГ с применением сжатого природного газа поддерживать давление (P), МПа (абс.), в опорожняемом резервуаре выше величины (P<sub>доп</sub>), определенной из графика (рисунок 1), но не более 1,6 МПа (абс.). При этом, если опорожняемая емкость не оборудована элементами, разделяющими паровую и жидкую фазы, последняя порция СУГ является некондиционной и не должна сливаться из резервуара. Объем этой порции (V), л, рассчитывается по формуле

49

СНБ 4.03.01-98

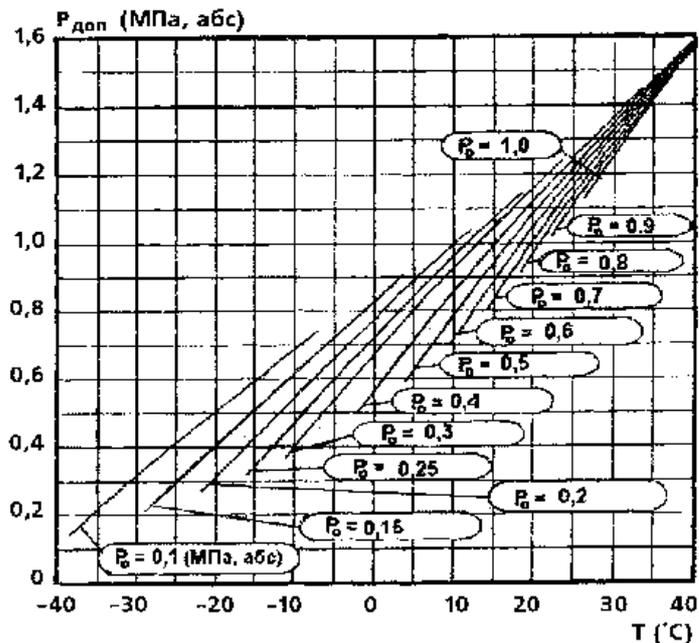


Рисунок 1

$$V = 12 \cdot z_1 \cdot S \sqrt{t}, \quad (8)$$

где  $z_1$  — параметр, определяемый из графика (рисунок 2) по известным (P), (P<sub>доп</sub>), (P<sub>0</sub>);

S — площадь максимального горизонтального сечения опорожняемого резервуара, м<sup>2</sup>;

t — время, часы, в течение которого давление (P) в опорожняемой емкости поддерживалось выше величины (P<sub>доп</sub>).

Некондиционный остаток либо разбавляется свежим СУГ в пропорции не менее чем 1:10, либо используется для наддува других резервуаров путем отсоса паровой фазы. Кондиционность его восстанавливается, если давление в паровой фазе за счет отсоса поддерживалось ниже (P<sub>доп</sub>) в течение времени не меньше, чем утроенное время (t) предшествующего слива при повышенном давлении.

Если слив производится в емкость равного или большего объема, чем опорожняемая, а объем некондиционной порции СУГ не превышает 10 % от объема опорожняемой емкости, то допускается полный слив СУГ.

**12.59** Компрессоры следует размещать в отапливаемых помещениях. Пол помещения, где размещаются насосы и компрессоры, должен быть не менее чем на 0,15 м выше планировочных отметок прилегающей территории.

Насосы и компрессоры следует устанавливать на фундаментах, не связанных с фундаментами другого оборудования и стенами здания.

При размещении в один ряд двух и более насосов или компрессоров необходимо предусматривать, м, не менее:

— ширину основного прохода по фронту обслуживания	— 1,5;
— расстояние между насосами	— 0,8;
— расстояние между компрессорами	— 1,5;
— расстояние между насосами и компрессорами	— 1,0;
— расстояние от насосов и компрессоров до стен помещения	— 1,0.

**12.60** На всасывающих трубопроводах насосов и компрессоров следует предусматривать запорные устройства, на напорных трубопроводах — запорные устройства и обратные клапаны.

Перед насосами следует предусматривать фильтры с продувочными трубопроводами, за насосами на напорных трубопроводах — продувочные трубопроводы, которые допускается объединять

50

СНБ 4.03.01-98

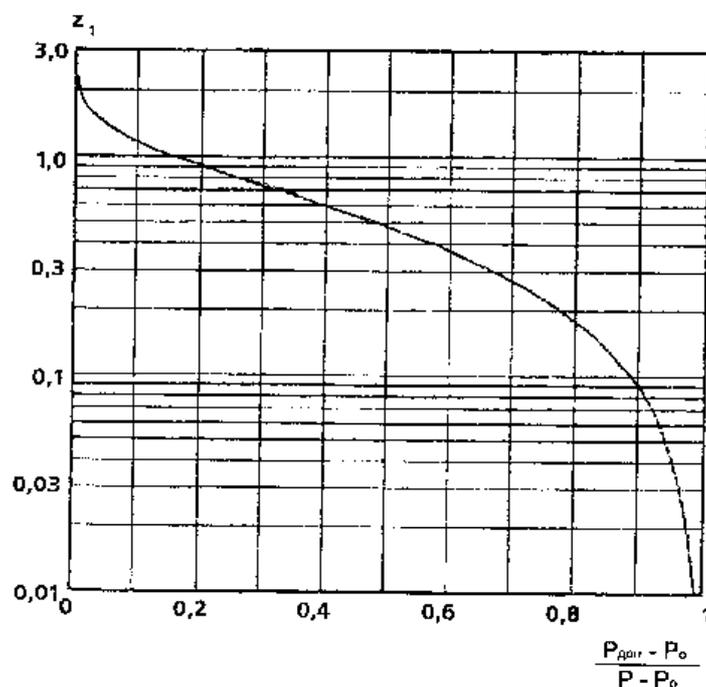


Рисунок 2

с продувочными трубопроводами от фильтров. На напорном коллекторе насосов следует предусматривать перепускное устройство, соединенное с всасывающей линией насоса. На перепускном устройстве не допускается предусматривать запорную арматуру.

На всасывающих линиях компрессоров должны предусматриваться конденсатосборники, на нагнетательных линиях за компрессорами — маслоотделители. Конденсатосборники должны оборудоваться сигнализаторами уровня и дренажными устройствами.

Сигнализаторы уровня должны иметь блокировку с компрессорами, обеспечивающую остановку компрессора при максимальном уровне газа в конденсатосборнике.

**12.61** Компрессоры и насосы должны быть оборудованы автоматикой, отключающей электродвигатели во всех случаях, предусмотренных в техническом паспорте компрессора или насоса, а также в случае:

- загазованности помещения в соответствии с указаниями 12.104 и 12.105;

- повышения давления на нагнетательных линиях насоса и компрессора свыше 1,6 МПа;
- достижения максимального уровня в заполняемом резервуаре (для агрегатов, предусматриваемых для заполнения резервуаров).

**12.62** Испарители (теплообменники) следует оборудовать автоматикой, обеспечивающей отключение испарителя в случаях, указанных в 13.25, а также при максимальном уровне газа в заполняемом резервуаре в случае заполнения резервуаров с помощью испарителей (теплообменников).

**12.63** Соединение электродвигателей с насосами и компрессорами следует предусматривать муфтовым с диэлектрическими прокладками и шайбами.

При реконструкции существующих насосно-компрессорных отделений допускается сохранять соединение двигателя с насосом или компрессором клиноременной передачей при условии исключения возможности искрообразования.

**12.64** Оборудование наполнительного отделения следует принимать, как правило, из условия обеспечения механизированного комплексного выполнения операций по сливу, наполнению, контролю герметичности и наполнения баллонов.

**12.65** Контроль степени наполнения баллонов следует предусматривать путем взвешивания или другим методом, обеспечивающим неменьшую точность определения степени

51

#### **СНБ 4.03.01-98**

наполнения всех баллонов (100 %). Для обеспечения контроля герметичности баллонов в холодное время года допускается предусматривать установки для подогрева газа.

**12.66** Для слива газа из переполненных баллонов и неиспарившегося газа следует предусматривать резервуары, размещенные:

- в пределах базы хранения — при общей вместимости резервуаров свыше 10 м<sup>3</sup>;
- на расстоянии не менее 3 м от здания наполнительного цеха (на непроезжей территории)
- при общей вместимости резервуаров до 10 м<sup>3</sup>.

**12.67** Для наполнения СУГ автоцистерн и заправки газобаллонных автомобилей, принадлежащих предприятиям газового хозяйства, следует предусматривать наполнительные и заправочные колонки, которые следует размещать на общей площадке. Допускается предусматривать заправочные колонки вне территории ГНС на расстоянии не менее 20 м от ограды ГНС.

**12.68** На трубопроводах паровой и жидкой фазы в непосредственной близости от места соединения стационарных трубопроводов колонок с наполнительными и заправочными устройствами автомобилей следует предусматривать специальные клапаны, обеспечивающие предотвращение поступления газа в атмосферу при нарушении герметичности наполнительных и заправочных устройств.

**12.69** Для контроля степени заполнения автоцистерн следует предусматривать автовесы.

При использовании подогретого газа следует контролировать его температуру, которая не должна превышать 45 °С.

**12.70** На трубопроводах жидкой и паровой фазы к колонкам следует предусматривать отключающие устройства на расстоянии не менее 10 м от колонок.

**12.71** Испарители и теплообменники для подогрева СУГ (в дальнейшем — испарительные установки), предусматриваемые вне помещений, следует размещать на расстоянии не менее 10 м от резервуаров для хранения СУГ и не менее 1 м от стен здания насосно-компрессорного отделения или наполнительного цеха.

**12.72** Испарительные установки, размещаемые в помещениях, следует устанавливать в здании наполнительного цеха или в отдельном помещении того здания, где имеются газопотребляющие установки, или в отдельном здании, отвечающем требованиям, установленным для зданий категории А. При этом испарительные установки, располагаемые в помещениях ГНС без постоянного пребывания обслуживающего персонала, должны быть оборудованы дублирующими приборами контроля технологического процесса, размещаемыми в помещениях ГНС с обслуживающим персоналом.

**12.73** Испарительные установки производительностью до 200 кг/ч допускается размещать в насосно-компрессорном отделении или непосредственно на крышах горловин (на штуцерах) подземных и надземных резервуаров, а также в пределах базы хранения на расстоянии не менее 1 м от резервуаров.

**12.74** Расстояние между испарителями следует принимать не менее диаметра испарителя, но во всех случаях — не менее 1 м.

**12.75** Не допускается предусматривать на ГНС испарительные установки с применением открытого огня.

### **Газопроводы, арматура и КИП**

**12.76** Газопроводы ГНС следует проектировать с учетом обеспечения отдельного приема, хранения и выдачи газа различных марок, предусмотренных ГОСТ 20448.

На вводе газопроводов в насосно-компрессорное и наполнительное отделения следует предусматривать снаружи здания отключающее устройство с электроприводом на расстоянии не менее 5 м и не более 30 м.

**12.77** Газопроводы жидкой и паровой фазы с рабочим давлением до 1,6 МПа следует предусматривать из стальных труб в соответствии с требованиями, предусмотренными в разделе 15.

Для присоединения сливных, наливных и заправочных устройств ГНС следует предусматривать шарнирно-сочлененные металлические трубопроводы или рукава. Допускается применять резиновые и резинотканевые рукава, материал которых должен обеспечивать стойкость рукавов к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре.

**12.78** Прокладку газопроводов в производственной зоне ГНС следует предусматривать надземной на опорах из негорючих материалов высотой не менее 0,5 м от уровня земли.

Допускается прокладка газопроводов по наружным стенам (кроме стен из панелей с

металлическими обшивками и полимерным утеплителем) основных производственных зданий ГНС на расстоянии 0,5 м выше или ниже оконных и на 0,5 м выше дверных проемов. В этих случаях размещать арматуру, фланцевые и резьбовые соединения над и под проемами не допускается.

При проходе газопроводов через наружные стены следует учитывать требования 7.18.

**12.79** Проходы газопроводов и других коммуникаций через стены, отделяющие помещения с взрывоопасными зонами класса В-Ia от помещений без взрывоопасных зон, следует предусматривать уплотненными, в футлярах с сальниками со стороны взрывоопасного помещения.

**12.80** Гидравлический расчет трубопроводов сжиженных газов следует производить в соответствии с приложением Г.

**12.81** На участках надземных газопроводов жидкой фазы, ограниченных запорными устройствами, для защиты трубопроводов от повышения давления при нагреве солнечными лучами параллельно запорному устройству следует предусматривать установку обратного

клапана, обеспечивающего пропуск газа в резервуары базы хранения, или предохранительного клапана, сброс газа от которого должен предусматриваться через свечу на высоту не менее 3 м от уровня земли.

**12.82** В помещениях насосно-компрессорном, наполнения и слива, дегазации баллонов, окрасочном, а также в других помещениях категории А следует предусматривать установку сигнализаторов опасной концентрации газа в воздухе помещения.

**12.83** Для подземных и надземных резервуаров СУГ следует предусматривать КИП и предохранительную арматуру в соответствии с “Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”.

**12.84** Пропускную способность предохранительных клапанов (количество газа, подлежащего отводу через предохранительный клапан) для надземных резервуаров следует определять из условий теплообмена между надземным резервуаром и окружающей средой в случае пожара при температуре окружающего воздуха 600 °С, а для подземных резервуаров следует принимать в размере 30 % расчетной пропускной способности надземных резервуаров.

**12.85** Отвод газа от предохранительных клапанов следует предусматривать через продувочные (сбросные) трубопроводы, которые должны быть выведены на высоту, определяемую расчетом, но не менее 3 м от настила обслуживаемой площадки надземных резервуаров или от поверхности засыпки подземных резервуаров. Допускается присоединение нескольких предохранительных клапанов к одному продувочному трубопроводу.

На концах сбросных трубопроводов необходимо предусматривать устройства, исключающие попадание атмосферных осадков в эти трубопроводы и направление потока газа вниз.

На сбросных трубопроводах от предохранительных клапанов установка отключающих устройств не допускается.

**12.86** КИП, регулирующую, предохранительную и запорную арматуру подземных резервуаров следует устанавливать над засыпной частью и предусматривать защиту их от повреждений.

### **Водоснабжение, канализация, отопление и вентиляция**

**12.87** При проектировании водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции ГНС следует выполнять требования СНиП 2.04.01, СНиП 2.04.02, СНиП 2.04.03, СНиП 2.04.05, СНиП 2.04.07, СНиП 2.01.02, СН-245 и настоящего раздела.

**12.88** На ГНС следует предусматривать систему наружного пожаротушения, включающего резервуары с противопожарным запасом воды, насосную станцию и кольцевой водопровод высокого давления с пожарными гидрантами.

При общей вместимости резервуаров на базе хранения 200 м<sup>3</sup> и менее следует предусматривать для тушения пожара систему водопровода низкого давления или пожаротушение из водоемов.

**12.89** Расход воды на наружное пожаротушение ГНС следует принимать по таблице 17.

**12.90** Противопожарную насосную станцию на ГНС с надземными резервуарами по надежности действия следует относить к I категории. При электроснабжении ГНС от одного источника питания необходимо предусматривать установку резервных противопожарных насосов с двигателями внутреннего сгорания.

**12.91** На ГНС с надземными резервуарами хранения СУГ при общей вместимости резервуаров более 200 м<sup>3</sup> следует предусматривать стационарную автоматическую систему водяного охлаждения резервуаров, которая должна обеспечивать интенсивность орошения в течение

Таблица 17

Общая вместимость резервуаров сжиженных газов на базе хранения, м <sup>3</sup>	Расход воды, л/с, с резервуарами	
	надземными	подземными
До 200 включ.	15	15
" 1000 "	20	15
" 2000 "	40	20
Св.2000, но не более 8000	80	40

75 мин всех боковых и торцевых поверхностей резервуаров  $0,1 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$  и  $0,5 \text{ л}/(\text{с} \cdot \text{м}^2)$  для торцевых стенок, имеющих арматуру.

Расход воды следует принимать из расчета одновременного орошения трех резервуаров при однорядном расположении резервуаров в группе и шести резервуаров при двухрядном расположении в одной группе и учитывать дополнительно к расходу воды, указанному в таблице 17. При определении общего расхода воды на наружное пожаротушение и орошение резервуаров следует учитывать расход воды из гидрантов в количестве 25 % расхода, указанного в таблице 17.

**12.92** Пожаротушение сливной эстакады необходимо предусматривать передвижными средствами от принятой для ГНС системы противопожарного водоснабжения.

**12.93** На водопроводных колодцах, располагаемых в зоне радиусом 50 м от зданий по взрывопожарной опасности категории А, а также наружных установок и сооружений ГНС с взрывоопасными зонами класса В-Іг, следует предусматривать по две крышки; пространство между крышками должно быть засыпано песком слоем не менее 0,15 м или уплотнено другим материалом, исключающим проникновение газа в колодцы в случае его утечки.

**12.94** На ГНС необходимо предусматривать производственную и бытовую канализацию.

**12.95** При проектировании канализации ГНС следует при возможности предусматривать совместное отведение бытовых и производственных сточных вод и повторное использование незагрязненных производственных стоков, а также загрязненных производственных стоков после их локальной очистки.

**12.96** Отвод сточных вод после пропарки (промывки) резервуаров, автоцистерн и баллонов следует предусматривать в производственную канализацию через отстойник, конструкция которого должна давать возможность улавливания плавающих загрязнений, аналогичных по составу нефтепродуктам.

**12.97** Отвод поверхностных вод, а также воды после гидравлического испытания резервуаров с обвалованной территории базы хранения следует предусматривать за счет планировки территории базы хранения с выпуском воды через дождеприемник с гидрозатвором.

**12.98** На выпусках производственной канализации из помещений по взрывопожарной опасности категории А следует предусматривать колодцы с гидрозатворами. Канализационные колодцы, располагаемые в зоне радиусом до 50 м от этих зданий, наружных установок и сооружений ГНС с взрывоопасными зонами класса В-Іг, необходимо предусматривать с двумя крышками, пространство между крышками должно быть засыпано песком на высоту не менее 0,15 м или уплотнено другим материалом, исключающим проникновение газа в колодцы в случае его утечки.

**12.99** Трубопроводы тепловых сетей на территории ГНС следует предусматривать, как правило, надземными. Подземная прокладка допускается на отдельных участках при невозможности осуществить надземную прокладку.

**12.100** Прокладку трубопроводов системы отопления внутри производственных помещений категории А следует предусматривать открытой. Допускается прокладка трубопроводов в штрабе.

**12.101** Для закрытых помещений категории А необходимо предусматривать системы искусственной приточно-вытяжной вентиляции. Для обеспечения расчетного воздухообмена в верхних зонах помещений допускается устройство естественной вентиляции с установкой дефлекторов. В нерабочее время допускается предусматривать в этих помещениях естественную или смешанную вентиляцию.

54

**СНБ 4.03.01-98**

**12.102** Кратность воздухообмена в помещениях насосно-компрессорного, испарительного, наполнительного отделений, отделениях дегазации и окраски баллонов необходимо предусматривать в размере не менее десяти обменов в час в рабочее время и трех обменов в час в нерабочее время.

**12.103** Вытяжку из производственных помещений категории А, в которых обращаются сжиженные газы, следует предусматривать из нижней и верхней зон помещения, при этом из нижней зоны необходимо забирать не менее  $2/3$  нормируемого объема удаляемого воздуха с учетом количества воздуха, удаляемого местными отсосами. Проемы систем общеобменной вытяжной вентиляции следует предусматривать на уровне 0,3 м от пола.

**12.104** Аварийную вентиляцию следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05. Включение аварийной вентиляции следует предусматривать автоматическое от приборов, сигнализирующих об опасной концентрации газа в воздухе помещения. Удаление воздуха при этом следует предусматривать из нижней зоны помещения. Одновременно с включением аварийной вытяжной вентиляции должно обеспечиваться отключение электроприводов насосов и компрессоров.

*Примечание* — Опасной концентрацией газа в воздухе помещения следует считать концентрацию более 20 % нижнего концентрационного предела воспламеняемости газа.

**12.105** Электроприводы насосов, компрессоров и другого оборудования, устанавливаемого в производственных помещениях категории А, следует блокировать с вентиляторами вытяжных систем таким образом, чтобы они не могли работать при отключении вентиляции.

**12.106** В неотапливаемых производственных помещениях ГНС, в которых обслуживающий персонал находится менее двух часов, допускается предусматривать естественную вентиляцию через жалюзийные решетки, размещаемые в нижней части наружных стен.

**12.107** От оборудования, в конструкции которого имеются местные отсосы, удаление воздуха следует предусматривать отдельными вентиляционными системами.

#### **Газонаполнительные пункты**

**12.108** ГНП предназначаются для приема СУГ, поступающих преимущественно автомобильным транспортом, хранения, розлива и отпуска СУГ потребителям в баллонах.

**12.109** Здания, сооружения и устройства ГНП следует проектировать в соответствии с требованиями, предъявляемыми к аналогичным объектам и устройствам ГНС, с учетом дополнительных указаний настоящего подраздела.

**12.110** Вместимость базы хранения на ГНП следует определять в соответствии с требованиями 12.44 и 12.45. При этом запас газа следует принимать из условия обеспечения не менее 2-суточной производительности ГНП.

**12.111** ГНП следует располагать, как правило, в пределах территории населенных пунктов с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилой застройке.

**12.112** Выбор площадки для строительства ГНП следует производить с учетом обеспечения снаружи ограждения ГНП, свободной от застройки зоны шириной не менее 10м. Указанное требование не распространяется на расширяемые и реконструируемые ГНП.

**12.113** Территория ГНП подразделяется на производственную и вспомогательную зоны, на которых в зависимости от технологического процесса приема, транспортирования, хранения и отпуска СУГ потребителям необходимо предусматривать следующие основные здания и сооружения:

*в производственной зоне*

- колонки для слива газа;
- базу хранения с резервуарами для СУГ;
- наполнительный цех с погрузочно-разгрузочной площадкой для размещения наполненных и пустых баллонов;
- насосно-компрессорную и воздушную компрессорную;
- испарительную (теплообменную) установку;
- резервуары для слива из баллонов неиспарившегося газа;
- внутриплощадочные трубопроводы для перемещения паровой и жидкой фазы СУГ в соответствии с технологической схемой ГНП;

*во вспомогательной зоне*

- производственно-вспомогательное здание с размещением в нем механической мастерской, сантехнической насосной, административно-хозяйственных и других помещений;

55

#### **СНБ 4.03.01-98**

- трансформаторную подстанцию;
- котельную (если невозможно подключение к существующим источникам теплоснабжения);
- площадку для открытой стоянки автомобилей;
- резервуары для противопожарного запаса воды;
- складские и другие помещения.

Перечень зданий и сооружений, размещаемых во вспомогательной зоне, следует уточнять в соответствии с техническими условиями на проектирование.

Допускается предусматривать размещение службы эксплуатации газового хозяйства с примыканием к территории ГНП.

**12.114** Минимальные расстояния от резервуаров для хранения СУГ, размещаемых на ГНП, до зданий и сооружений, не относящихся к ГНП, следует принимать по таблице 18, до дорог — по таблице 19.

Расстояние до базы хранения с резервуарами различной вместимости следует принимать по резервуару с наибольшей вместимостью.

**12.115** Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории ГНП, следует принимать по таблице 14 как для ГНС. При размещении на ГНП резервуаров для хранения сжиженного газа общей вместимостью менее 50 м<sup>3</sup> указанное расстояние следует принимать по таблице 20 как для ПСБ.

Расстояния до зданий подстанций следует принимать в соответствии с примечанием к таблице 14.

В зданиях, находящихся на территории ГНП, предусматривать производства, не относящиеся к ГНП, и жилые помещения не допускается.

### Промежуточные склады баллонов

**12.116** ПСБ предназначаются для приема, хранения и отпуска потребителям баллонов, наполненных сжиженными газами на ГНС и ГНП.

**12.117** В составе ПСБ следует предусматривать помещения для складирования наполненных

Таблица 18

Общая вместимость резервуаров, м <sup>3</sup>	Максимальная вместимость одного резервуара, м <sup>3</sup>	Расстояние от резервуаров до зданий (жилых, производственных общественных, и др.) не относящихся к ГНП, м	
		надземных	подземных
От 50 до 100	25	80	40
То же	50	100	50
Св. 100 до 200	50	150	75

Таблица 19

Дороги, находящиеся вне территории ГНП	Расстояния от резервуаров сжиженных газов при общей вместимости резервуаров на ГНП, м			
	до 100 м <sup>3</sup>		св. 100м <sup>3</sup>	
	надземных	подземных	надземных	подземных
Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки со стороны резервуаров)	50	30	75	50
Подъездные пути железных дорог промышленных предприятий, трамвайные пути (до оси пути), автомобильные дороги (до края проезжей части)	20	15	30	20

Таблица 20

Здания и сооружения	Расстояния от здания склада и погрузочно-разгрузочных площадок в зависимости от числа наполненных 50-литровых баллонов, м			
	до 400	от 400 до 1200	св.1200	независимо от вместимости склада
1 Здания и сооружения на территории ПСБ	20	25	30	—
2 Жилые здания	—	—	—	50

3 Общественные здания производственного характера	—	—	—	100
4 Здания промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а также предприятий бытового обслуживания производственного характера, автомобильные дороги (до края дороги) и железные дороги, включая подъездные (до основного пути)	—	—	—	20

и пустых баллонов (размеры определяются заказчиком и проектной организацией) и погрузочно-разгрузочные площадки для приема и отпуска баллонов. Для площадок с размещением свыше 400 баллонов необходимо предусматривать механизацию погрузочно-разгрузочных работ.

Допускается хранение баллонов в шкафах из негорючих материалов. Минимальные расстояния от шкафов до зданий и сооружений следует принимать по таблицам 25 и 26. Количество баллонов в шкафах определяется заданием на проектирование.

**12.118** Здания для складирования баллонов должны соответствовать требованиям “Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”.

**12.119** ПСБ следует располагать в пределах территории населенных пунктов, как правило, с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилой застройке, вблизи автомобильных дорог.

**12.120** Расстояние от склада и погрузочно-разгрузочных площадок ПСБ до зданий и сооружений различного назначения следует принимать не менее значений, указанных в таблице 20, при этом приведенное в позиции 2 расстояние от ПСБ до одноэтажных зданий садоводческих и дачных поселков допускается уменьшать не более чем в 2 раза при условии размещения на ПСБ не более 150 баллонов. Размещение складов с баллонами для сжиженных газов на территории промышленных предприятий следует предусматривать в соответствии с указаниями СНиП II-89.

#### **Автомобильные газозаправочные станции сжиженных газов**

**12.121** АГЗС следует размещать с соблюдением требований, предъявляемых к размещению ГНП, без учета требований 12.111.

**12.122** В составе АГЗС следует предусматривать резервуары для хранения газа, сливные и заправочные колонки, производственное здание для размещения оборудования для перекачки СУГ, вентиляционного и другого оборудования, а также бытовых помещений.

Допускается использовать передвижные АГЗС, а также стационарные в блочном исполнении с емкостью резервуаров до 10 м<sup>3</sup>, размещаемые в безопасных местах на расстоянии не менее 20 м от зданий и сооружений различного назначения.

**12.123** Сливные колонки, предназначенные для слива газа из автоцистерн в резервуары АГЗС, следует оборудовать трубопроводами паровой и жидкой фазы, запорно-предохранительной арматурой, а также скоростными и обратными клапанами в соответствии с указаниями

#### **СНБ 4.03.01-98**

**12.41.** Оборудование заправочных колонок, предназначенных для заправки газобаллонных автомобилей, следует предусматривать согласно требованиям 12.68.

Заправочные колонки следует оборудовать устройством для учета отпущенного газа.

**12.124** Территория АГЗС должна быть ограждена проветриваемой оградой из негорючих материалов, за исключением стороны подъезда автомобилей, и в местах проезда автомобилей иметь твердое покрытие.

**12.125** Максимальная вместимость резервуаров АГЗС, располагаемой в границах селитебной территории, не должна превышать 100 м<sup>3</sup>, а вместимость одного резервуара — 50 м<sup>3</sup>. Установку резервуаров следует предусматривать, как правило, подземной.

Допускается при технико-экономической целесообразности устанавливать резервуары надземно. Общая вместимость резервуаров при этом не должна превышать 50 м<sup>3</sup>.

**12.126** Здания, резервуары, трубопроводы, оборудование и КИП, предусматриваемые для АГЗС, должны соответствовать требованиям, предъявляемым к аналогичным объектам и коммуникациям ГНС (ГНП).

При этом на АГЗС следует предусматривать только бытовую канализацию.

Отвод воды после охлаждения компрессора следует предусматривать в бытовую канализацию через гидрозатвор, конструкция которого должна исключать возможность попадания сжиженных газов в канализацию.

**12.127** Минимальные расстояния от резервуаров на АГЗС до зданий и сооружений, не относящихся к АГЗС, следует принимать по таблицам 18 и 19, до зданий и сооружений, расположенных на территории АГЗС, — по таблице 14.

При суммарной вместимости подземных резервуаров не более 50 м<sup>3</sup> (при вместимости одного резервуара не более 5 м<sup>3</sup>) требования к размещению резервуаров следует предъявлять как к резервуарным установкам.

Минимальное расстояние от заправочных колонок до зданий и сооружений, расположенных вне пределов АГЗС, следует принимать не менее 15 м, до ограждения АГЗС — не менее 10 м.

**12.128** На территории АГЗС не допускается предусматривать жилые помещения и не относящиеся к АГЗС производства, а также предусматривать оборудование и приборы с открытым огнем.

### **Электроснабжение, электрооборудование, молниезащита и связь**

**12.129** При проектировании электроснабжения и электрооборудования зданий и сооружений ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС следует руководствоваться требованиями ПУЭ и настоящего подраздела.

**12.130** Класс взрывоопасной зоны в помещениях и у наружных установок, в соответствии с которым должен производиться выбор электрооборудования для ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС, следует принимать согласно требованиям 12.37.

**12.131** Электроприемники ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС в отношении обеспечения надежности электроснабжения следует относить к III категории, за исключением электроприемников аварийной вентиляции, приборов пожарной сигнализации, сигнализации загазованности, электродвигателей насосных станций, обеспечивающих нужды противопожарного водоснабжения, которые следует относить к потребителям I категории. При невозможности питания пожарных насосов от двух независимых источников электроснабжения допускается предусматривать их подключение в соответствии с указаниями СНиП 2.04.01 или предусматривать установку резервного насоса с дизельным приводом.

**12.132** В помещениях насосно-компрессорного, наполнительного и испарительного отделений кроме рабочего освещения следует предусматривать дополнительное аварийное освещение.

**12.133** Схема электроснабжения должна предусматривать в случае возникновения пожара автоматическое отключение технологического оборудования в помещениях с взрывоопасными зонами при опасной концентрации газа в воздухе помещения и централизованное отключение вентиляционного оборудования в соответствии с указаниями СНиП 2.04.05.

**12.134** На территории ГНС следует предусматривать наружное и охранное освещение, а на территории ГНП, ПСБ и АГЗС — наружное освещение.

Управление наружным и охранным освещением следует предусматривать из мест с постоянным пребыванием персонала (например, из помещения проходной).

**12.135** Прокладка воздушных линий электропередачи над территорией базы хранения ГНС, ГНП и АГЗС не допускается.

58

**СНБ 4.03.01-98**

Прокладка подземных кабельных линий на территории базы хранения ГНС и ГНП допускается к КИП, приборам автоматики и арматуре с электроприводом, предназначенным для эксплуатации ГНС и ГНП.

КИП и электрооборудование, размещаемые на территории базы хранения, должны быть во взрывозащищенном исполнении.

**12.136** Для зданий, сооружений, наружных технологических установок и коммуникаций в зависимости от класса взрывоопасных зон следует предусматривать молниезащиту в соответствии с требованиями [1].

**12.137** Для ГНС, ГНП и АГЗС следует предусматривать внешнюю телефонную связь и диспетчерское оповещение через громкоговоритель на территории.

Для зданий ГНС допускается предусматривать внутреннюю связь.

Для ПСБ следует предусматривать возможность выхода во внешнюю телефонную сеть.

## **13 Газоснабжение сжиженными газами от резервуарных и баллонных установок**

### **Общие указания**

**13.1** Требования настоящего раздела распространяются на проектирование систем газоснабжения СУГ от резервуарных и баллонных установок, а также на проектирование испарительных установок и установок по смешению СУГ с воздухом.

**13.2** При проектировании систем газоснабжения СУГ для районов с особыми природными условиями следует дополнительно учитывать требования, предусмотренные разделами 14 и 15.

**13.3** Прокладку газопроводов внутри помещений, размещение газовых приборов и проектирование газоснабжения производственных установок следует осуществлять в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 9.

### **Резервуарные установки**

**13.4** В составе резервуарной установки следует предусматривать: резервуары, трубопроводы жидкой и паровой фаз, запорную арматуру, регуляторы давления газа, предохранительные клапаны (запорные и сбросные), показывающий манометр, устанавливаемый до регулятора давления, штуцер с краном после регулятора давления для присоединения контрольного манометра, устройство для контроля уровня СУГ в резервуарах. В зависимости от состава СУГ и климатических условий в состав резервуарной установки могут входить также испарители или испарительные установки.

При наличии в регуляторе давления встроенного ПСК установка дополнительного сбросного клапана после регулятора не требуется. Устройство для контроля уровня жидкости допускается предусматривать общее на группу резервуаров.

При двухступенчатом регулировании давления газа ПЗК следует устанавливать перед регулятором давления I ступени с подключением импульсной трубки за регулятором давления II ступени.

**13.5** Число резервуаров в установке необходимо определять расчетом и принимать не менее двух.

Для потребителей с расчетным часовым расходом газа до  $4,5 \text{ м}^3/\text{ч}$  допускается установка одного резервуара, при этом следует предусматривать две параллельные линии регулирования давления газа. Резервуары могут устанавливаться как подземно, так и надземно.

Допускается предусматривать съемные резервуары, наполняемые газом на ГНС или ГНП.

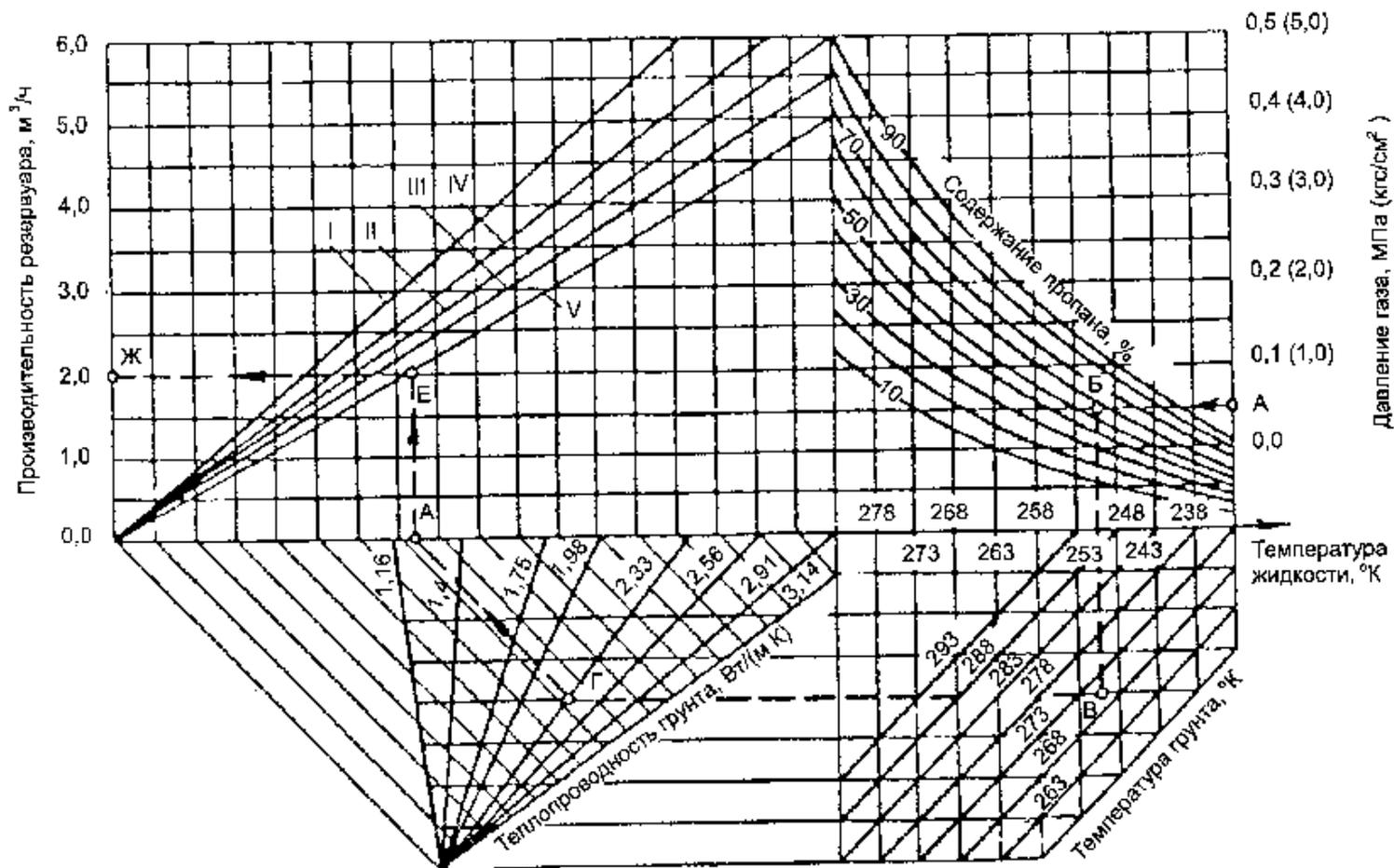
**13.6** КИП, регулирующая, предохранительная и запорная арматура резервуарных установок должны соответствовать требованиям раздела 15.

**13.7** Арматуру и приборы резервуарных установок следует защищать кожухами от атмосферных осадков и повреждений.

**13.8** Резервуарные установки должны иметь ограждение высотой не менее 1,6 м из негорючих материалов. Расстояние от резервуаров до ограждения следует предусматривать не менее 1 м. Допускается предусматривать тентовый навес для надземных резервуаров.

**13.9** Производительность резервуаров при естественном испарении следует определять:  
— при подземном расположении — по номограмме (рисунок 3);  
— при надземном расположении — расчетом исходя из условий теплообмена с окружающей средой.

Для учета теплового воздействия рядом расположенных подземных резервуаров полученную по номограмме производительность следует умножить на коэффициент теплового взаимодействия



- I — резервуар 5 м³, заполнение 85 %;
- II — резервуар 5 м³, заполнение 50 %;
- III — резервуар 5 м³, заполнение 35 % и резервуар 2,5 м³, заполнение 50 %;

- IV — резервуар 2,5 м³, заполнение 85 %;
- V — резервуар 2,5 м³, заполнение 35 %.

Рисунок 3 — Номограмма для определения производительности резервуара сжиженного газа вместимостью 2,5 и 5 м³ (подземного)

(m) в зависимости от числа резервуаров в установке:

Число резервуаров в установке	Значение коэффициента теплового воздействия (m)
2	0,93
3	0,84
4	0,74
6	0,67
8	0,64.

### Пример

Дано: давление газа — 0,04 МПа; содержание пропана  $C_3H_8$  — 60 %; температура грунта — 270 °К; теплопроводность грунта — 2,33 Вт/(мК); заполнение 35 %.

Находим: производительность резервуара — 2 м<sup>3</sup>/ч по линии А-Б-В-Г-Д-Е-Ж.

**13.10** Расчетный часовой расход сжиженных газов, ( $Q_d^h$ ), кг/ч, при газоснабжении жилых зданий следует определять по формуле

$$Q_d^h = \frac{nK_d^v Q_y}{Q_l^e \cdot 365} K_h^v, \quad (9)$$

где n — число жителей, пользующихся газом, чел. При отсутствии данных n принимается по числу газифицируемых квартир и коэффициенту семейности для газифицируемого района;

$K_d^v$  — коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года (при наличии в квартирах газовых плит  $K_d^v = 1,4$ ; при наличии плит и проточных водонагревателей  $K_d^v = 2,0$ );

$Q_y$  — годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах, кДж/год;

$K_h^v$  — показатель часового максимума суточного расхода — 0,12;

$Q_l^e$  — массовая теплота сгорания газа, кДж/кг.

**13.11** Максимальную общую вместимость резервуаров в установке в зависимости от категории потребителей следует принимать по таблице 21, максимальную вместимость одного резервуара — по таблице 22.

**13.12** Расстояния от резервуарных установок, считая от крайнего резервуара, до зданий и сооружений различного назначения следует принимать не менее указанных в таблице 23; до подземных сооружений — не менее указанных в таблице 26 как для групповых баллонных установок; до линий электропередачи — по ПУЭ.

Расстояние от резервуарных установок, предназначенных для газоснабжения жилых и общественных зданий, до трансформаторных подстанций и распределительных устройств следует принимать по позициям 1 и 2 таблицы 23, но не менее 15 м от подземных и 20 м от надземных резервуаров.

**13.13** Для резервуарных установок следует принимать стальные сварные резервуары цилиндрической формы, располагаемые горизонтально. Установку подземных резервуаров следует выполнять в соответствии с требованиями раздела 12.

Резервуары, предназначенные для подземной установки, надземно устанавливаются не разрешается.

**13.14** Защиту подземных резервуаров от коррозии следует предусматривать в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и указаниями раздела 7. Надземные резервуары необходимо окрашивать в светлый цвет.

**13.15** Подземные резервуары следует устанавливать на глубине не менее 0,6 м от поверхности

Таблица 21

Назначение резервуарной установки	Общая вместимость резервуаров, м <sup>3</sup>	
	надземных	подземных
Газоснабжение жилых домов и общественных зданий и сооружений	5	300
Газоснабжение промышленных, сельскохозяйственных предприятий и предприятий бытового обслуживания производственного характера	20	300

61

**СНБ 4.03.01-98**

Таблица 22

Общая вместимость резервуарной установки, м <sup>3</sup>	Максимальная вместимость одного резервуара, м <sup>3</sup>	
	надземных	подземных
При стационарных резервуарах		
До 20	5	5
Св. 20 " 50	—	10
" 50 " 100	—	25
" 100 " 300	—	50
При съемных резервуарах до 5	1,6	—

Таблица 23

Здания и сооружения	Расстояние, м, от резервуаров									
	наземных					подземных				
	при общей вместимости резервуаров в резервуарной установке, м <sup>3</sup>									
	до 5	св. 5 до 10	св.10 до 20	до 10	св. 10 до 20	св.20 до 50	св. 50 до 100	св.100 до 200	св.200 до 300	
1 Общественные здания и сооружения	40	-	-	15	20	30	40	40	75	

2 Жилые дома с проемами в стенах, обращенных к уста- новке	20	-	-	10	15	20	40	40	75
без проемов в стенах, обращенных к уста- новке	15	-	-	8	10	15	40	40	75
3 Здания и сооружения промышленных, сельско- хозяйственных предприя- тий и предприятий быто- вого обслуживания произ- водственного характера	15	20	25	8	10	15	25	35	45

*Примечания*

1 Если в жилом доме размещены учреждения (предприятия) общественного назначения, расстояния следует принимать как до жилого дома.

2 Расстояния между смежными резервуарными установками следует принимать по позиции 3.

земли до верхней образующей резервуара. При установке резервуаров в водонасыщенных грунтах следует предусматривать мероприятия по предотвращению всплытия резервуаров при уровне грунтовых вод:

— для резервуаров вместимостью не более 5 м<sup>3</sup> — выше диаметральной горизонтальной плоскости резервуара;

— для резервуаров вместимостью более 5 м<sup>3</sup> — выше нижней образующей резервуара.

62

**СНБ 4.03.01-98**

Расстояние в свету между подземными резервуарами должно быть не менее 1 м, а между надземными резервуарами равно диаметру большего смежного резервуара, но не менее 1 м.

**13.16** Над подземным газопроводом жидкой фазы, объединяющим подземные резервуары, следует предусматривать контрольную трубку, выведенную над поверхностью земли на высоту не менее 1 м. При этом должна исключаться возможность попадания в трубку атмосферных осадков.

**13.17** На газопроводе паровой фазы, объединяющем резервуары, следует предусматривать установку отключающего устройства между группами резервуаров на высоте не менее 0,5 м от земли.

**13.18** Установку предохранительных клапанов следует предусматривать на каждом резервуаре, а при объединении резервуаров в группы (по жидкой и паровой фазам) — на одном из резервуаров каждой группы.

**13.19** Пропускную способность ПСК следует определять расчетом в соответствии с “Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”.

**Испарительные и смесительные установки**

**13.20** Испарительные установки с искусственным испарением следует предусматривать в следующих случаях:

— резервуарные установки при естественном испарении и резервуарные установки с грунтовыми испарителями не обеспечивают расчетную потребность в газе;

— при необходимости обеспечения подачи газа постоянного состава (постоянной теплоты сгорания, постоянной плотности);

- при поставке газов с повышенным содержанием бутанов (свыше 30 %) в местностях, где температура грунта на глубине установки резервуаров ниже 0 °С;
- при необходимости надежного обеспечения в холодный период времени газом установок, работающих при резко переменном режиме потребления газа.

**13.21** Испарительные установки в комплексе со смесительными установками (установки пропановоздушной смеси) следует предусматривать в следующих случаях:

- при газоснабжении районов или объектов, которые в перспективе будут снабжаться природным газом;
- для покрытия пиковых нагрузок в сетях природного газа в периоды часового, суточного или сезонного максимума;
- в качестве резервного топлива для объектов и установок, требующих бесперебойного газоснабжения;
- при использовании в системах газоснабжения технического бутана.

**13.22** При проектировании газоснабжения жилых районов от резервуарных установок, оснащенных испарительными и смесительными установками, предпочтение следует отдавать укрупненным системам с централизованными испарительными и смесительными установками.

При этом число квартир, которое целесообразно снабжать от одной резервуарной установки, допускается принимать при подаче паровой фазы СУГ по приложению К, при подаче газозо-душ- ной смеси — по приложению Л.

**13.23** Проточные и емкостные испарительные установки допускается предусматривать с подземными и надземными резервуарами.

**13.24** При использовании в испарительных установках в качестве теплоносителя горячей воды или пара из тепловых сетей следует предусматривать мероприятия, исключающие возможность попадания паров СУГ в тепловые сети.

При использовании в испарительных установках электронагрева электрооборудование должно соответствовать требованиям ПУЭ.

**13.25** Испарительные установки необходимо оборудовать КИП, а также регулирующей и предохранительной арматурой, исключающей выход жидкой фазы из испарительной установки в газопровод паровой фазы и повышение давления паровой и жидкой фаз выше допустимого. Испарительные установки, для которых в качестве теплоносителя предусматривается нагретая жидкость или пар, должны быть оборудованы сигнализацией о недопустимом снижении температуры теплоносителя.

**13.26** Испарительные установки допускается размещать на открытых площадках или в помещениях, уровень пола которых расположен выше планировочной отметки земли.

#### **СНБ 4.03.01-98**

Испарители производительностью до 200 кг/ч допускается размещать непосредственно на крышках горловин резервуаров или в пределах резервуарной установки на расстоянии не менее 1 м от подземных или надземных резервуаров, а также непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если агрегаты размещены в отдельных помещениях или на открытых площадках.

Испарители производительностью более 200 кг/ч следует размещать вне пределов резервуарной установки на расстоянии не менее:

- от зданий и сооружений — по таблицам 25, 26;
- от ограды резервуарной установки — 10 м.

**13.27** Для испарителей, размещаемых вне помещений, следует предусматривать тепловую изоляцию корпуса. При групповом размещении испарителей расстояния между ними следует принимать не менее 1 м.

**13.28** Смешение газов с воздухом допускается осуществлять при давлении газа до 0,6 МПа.

**13.29** Смесительные установки следует оборудовать смесительными устройствами с автоматическими пропорционирующими устройствами, приборами контроля и регулирования процесса смешения, регулирующей и предохранительной арматурой, обеспечивающей поступление к потребителям газозвоздушной смеси с проектными параметрами: теплотой сгорания и давлением.

**13.30** Смешение паровой фазы СУГ с воздухом следует предусматривать в соотношениях, обеспечивающих превышение верхнего предела воспламеняемости смеси не менее чем в 2 раза, при этом должны предусматриваться автоматические устройства для отключения смесительной установки в случае приближения состава смеси к пределам опасной концентрации или в случае внезапного прекращения поступления одного из компонентов смеси.

**13.31** Смесительные установки следует размещать в помещениях или на открытых площадках в соответствии с требованиями, предусмотренными 13.26.

При поступлении газа в смесительные установки из газопроводов размещение смесительных установок следует предусматривать на расстоянии не менее указанного в таблицах 25, 26.

**13.32** Здания и помещения, предназначенные для размещения испарительных и смесительных установок, должны соответствовать требованиям, установленным для помещений категории А, приведенным в разделе 12 для аналогичных установок.

### **Групповые баллонные установки**

**13.33** Групповой баллонной установкой следует считать установку газоснабжения, в состав которой входит более двух баллонов. В каждом конкретном случае применение групповой баллонной установки должно быть обосновано.

**13.34** В составе групповой баллонной установки следует предусматривать баллоны для СУГ, коллектор высокого давления, регулятор давления газа или регулятор-переключатель автоматический, общее отключающее устройство, манометр (показывающий), ПСК и трубопроводы. При наличии в регуляторе давления встроенного ПСК установка дополнительного клапана не требуется.

**13.35** Число баллонов в одной групповой установке следует определять расчетом исходя из часового расхода газа и производительности одного баллона в зависимости от температуры окружающего воздуха, марки газа и продолжительности отбора газа.

**13.36** Максимальную суммарную вместимость баллонов в групповой баллонной установке следует принимать по таблице 24.

**13.37** Групповые баллонные установки следует размещать в шкафах из негорючих материалов или под защитными кожухами непосредственно у зданий или на расстоянии от них, не менее указанного в таблице 25, и от сооружений на расстоянии, не менее указанного в таблице 26.

**13.38** Стены зданий, непосредственно у которых размещаются групповые баллонные установки, должны быть не ниже III-IIIa степени огнестойкости и не иметь утеплителя из горючего материала, оконных и дверных проемов на расстоянии от групповой баллонной установки менее указанного в таблице 25.

Возле общественного или производственного здания не допускается размещать более одной групповой баллонной установки. Возле жилого дома допускается размещать не более трех групповых баллонных установок на расстоянии не менее 15 м одна от другой.

**13.39** Шкафы и баллоны следует устанавливать на фундаменты, вокруг которых должна выполняться отмостка шириной не менее 1 м перед шкафом и 0,5 м с остальных сторон.

64

**СНБ 4.03.01-98**

Таблица 24

Назначение групповой баллонной установки	Вместимость всех баллонов в групповой баллонной установке, л, при размещении	
	у стен здания	на расстоянии от здания
Газоснабжение жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера	600	1000
Газоснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий и предприятий бытового обслуживания производственного характера	1000	1500

Таблица 25

Здания	Расстояние от групповой баллонной установкой, м
Жилые дома, производственные здания промышленных предприятий, здания предприятий бытового обслуживания производственного характера и другие здания степени огнестойкости	
I и II	8
III и III а	10
IV, IVа и V	12
Общественные здания независимо от степени огнестойкости	25
Временные отдельно стоящие хозяйственные строения (например, дровяные сараи, навесы и т.п.)	8

Таблица 26

Сооружения	Расстояние по горизонтали от шкафа групповой баллонной установки, м
Канализация, теплотрасса	3,5
Водопровод и другие бесканальные коммуникации	2,0
Колодцы подземных коммуникаций, выгребные ямы	5,0
Электрокабели и воздушные линии электропередачи	В соответствии с ПУЭ В соответствии с ВСН-116 и ВСН-600
Телефонные кабели и воздушные линии телефонной и радиотрансляционной сети	

Групповые баллонные установки следует располагать в местах с удобным подъездом для автотранспорта.

Групповые баллонные установки, размещаемые под защитными кожухами, должны иметь ограждение из негорючих материалов.

Над групповыми баллонными установками допускается предусматривать теновой навес из негорючих материалов.

65

## **СНБ 4.03.01-98**

**13.40** При необходимости обеспечения стабильного испарения СУГ и невозможности использования резервуарных установок допускается предусматривать размещение групповой баллонной установки в специальном строении или в пристройке к глухой наружной стене газифицируемого производственного здания. Указанные строения или пристройки должны отвечать требованиям раздела 8 как для отдельно стоящих или пристроенных ГРП.

Вентиляцию следует проектировать из расчета пятикратного воздухообмена в час с удалением 2/3 воздуха из нижней зоны помещения.

**13.41** Требования 13.40 распространяются на проектирование помещений магазинов для продажи малолитражных баллонов населению. Максимальную вместимость баллонов, находящихся в магазине, и минимальное расстояние от магазина до зданий и сооружений следует принимать по таблицам 24 и 25 как для промышленных предприятий.

### **Трубопроводы групповых баллонных и резервуарных установок**

**13.42** Трубопроводы обвязки резервуаров, баллонов и регуляторов давления следует рассчитывать на давление, принятое для резервуаров или баллонов.

**13.43** Наружные газопроводы от групповых баллонных и резервуарных установок следует предусматривать из стальных труб, отвечающих требованиям раздела 15.

Прокладка указанных газопроводов должна осуществляться в соответствии с требованиями раздела 7 и данного подраздела. Допускается предусматривать присоединение газового оборудования временных установок и установок сезонного характера, размещенных вне помещения, при помощи резиноканевых рукавов с выполнением требований раздела 9.

**13.44** Прокладку подземных газопроводов низкого давления от групповых баллонных и резервуарных установок с искусственным испарением газа следует предусматривать на глубине, где минимальная температура выше температуры конденсации газа.

Газопроводы от емкостных испарителей следует прокладывать ниже глубины промерзания грунта.

При невозможности выполнения указанных требований следует предусматривать обогрев газопроводов или конденсатосборников.

**13.45** Прокладку надземных газопроводов от групповых баллонных установок, размещаемых в отапливаемых помещениях, и от подземных резервуарных установок следует предусматривать с тепловой изоляцией и обогревом газопроводов. Тепловую изоляцию следует предусматривать из негорючих материалов.

**13.46** Уклон газопроводов следует предусматривать не менее 5 ‰ в сторону конденсатосборников для подземных газопроводов и в сторону газоснабжающей установки для надземных газопроводов. Вместимость конденсатосборников следует принимать не менее 4 л на 1 м<sup>3</sup> расчетного часового расхода газа.

**13.47** Отключающие устройства от групповых баллонных и резервуарных установок на газопроводах низкого давления следует предусматривать в соответствии с указаниями раздела 7.

В случае газоснабжения более 400 квартир от одной резервуарной установки следует предусматривать дополнительное отключающее устройство на подземном газопроводе от резервуарной установки в колодце глубиной не более 1 м или над землей под защитным кожухом (в ограде).

### **Индивидуальные баллонные установки**

**13.48** Индивидуальной баллонной установкой следует считать установку газоснабжения СУГ, в состав которой входит не более двух баллонов.

**13.49** Индивидуальные баллонные установки допускается предусматривать как снаружи, так и внутри зданий.

При газоснабжении СУГ с повышенным содержанием бутана следует предусматривать размещение баллонов, как правило, внутри зданий. Размещение баллонов внутри жилых зданий, имеющих более двух этажей, не допускается.

При установке баллона (баллонов) в шкафу у стены здания расстояние по горизонтали от шкафа до окон и дверей должно быть не менее 0,5 м, до окон и дверей подвалов — 3 м.

При установке баллона внутри помещения расстояние от плиты до баллона должно быть не менее 0,5 м.

**13.50** При газификации двухэтажных жилых домов допускается установка баллонов внутри помещений при числе квартир:

— не более четырех в домах новой застройки;

66

**СНБ 4.03.01-98**

— не более восьми в домах существующей застройки.

В жилых двухэтажных домах I, II, III, IIIа и IV степени огнестойкости допускается установка баллонов внутри помещений при числе квартир:

— не более восьми в домах новой застройки;

— не более восемнадцати в домах существующей застройки.

**13.51** Помещения, в которых предусматривается размещение газовых приборов и баллонов с газом, должны отвечать требованиям, предусмотренным разделом 9.

Дополнительные требования к помещениям в связи с установкой баллонов не предъявляются.

При размещении баллонов в существующих жилых домах в помещениях, под которыми имеются подвалы или погреба и вход в них осуществляется из этих помещений, следует предусматривать уплотнение полов и входов в подвалы и погреба, заделку щелей для исключения возможности проникания газа в подземные сооружения.

**13.52** Установка баллонов с газом не допускается:

— в жилых комнатах;

— в цокольных и подвальных помещениях;

— в помещениях, расположенных под обеденными и торговыми залами предприятий общественного питания, а также под аудиториями и учебными классами, под зрительными (актовыми) залами общественных и производственных зданий, больничными палатами и другими аналогичными помещениями;

— в помещениях без естественного освещения.

**13.53** Газоснабжение СУГ агрегатов, установок и различных горелок, размещенных в цокольных и подвальных помещениях, не допускается.

**13.54** Установку баллонов СУГ в производственных помещениях следует предусматривать в местах, защищенных от повреждения внутрицеховым транспортом, брызг металла и воздействия коррозионно-активных жидкостей и газов, а также от нагрева выше 45 °С. Допускается размещать баллоны непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если это предусмотрено конструкцией агрегата.

**13.55** Индивидуальные баллонные установки, предназначенные для газоснабжения животноводческих и птицеводческих помещений, следует размещать вне зданий. В оранжереях и теплицах допускается размещение баллонов внутри зданий.

## **14 Дополнительные требования к системам газоснабжения в особых природных условиях**

### **Подрабатываемые территории**

**14.1** При проектировании систем газоснабжения, размещаемых над месторождениями полезных ископаемых, где проводились, проводятся или предусматриваются горные разработки, необходимо руководствоваться настоящими нормами и другими нормативными документами по проектированию зданий и сооружений на подрабатываемых территориях, утвержденными в установленном порядке.

**14.2** Проект прокладки газопровода на подрабатываемой территории должен иметь в своем составе горногеологическое обоснование. Горногеологическое обоснование должно уточняться по истечении двух лет после согласования проекта с соответствующими организациями.

**14.3** При составлении проекта газоснабжения объектов, размещаемых на площадках залегания полезных ископаемых, необходимо учитывать программу развития горных работ на ближайшие 10 лет.

**14.4** Прокладку газопроводов следует предусматривать преимущественно по территориям, на которых уже закончился процесс сдвижения земной поверхности или подработка которых намечается на более поздние сроки, а также по территориям, где ожидаемые деформации земной поверхности будут минимальными.

**14.5** Ориентирование трасс распределительных газопроводов относительно направления продвижения пластов следует производить на основании технико-экономических расчетов.

Трассу газопровода следует предусматривать преимущественно вне проезжей части территории с учетом возможного вскрытия траншей в период интенсивных деформаций земной поверхности в результате горных выработок.

**14.6** Прочность и устойчивость подземных газопроводов, проектируемых для прокладки на подрабатываемых территориях, следует обеспечивать за счет:

67

### **СНБ 4.03.01-98**

- повышения несущей способности газопровода;
- увеличения подвижности газопровода в грунте;
- снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод.

Преимущество должно отдаваться решениям, обеспечивающим максимальную безопасность населения.

**14.7** Протяженность зоны защиты газопровода определяется длиной мульды сдвижения, увеличенной на 50 м.

**14.8** Необходимость и объемы строительных мер защиты проектируемых и эксплуатируемых газопроводов следует определять по результатам расчета газопроводов на прочность с учетом технико-экономических обоснований вариантов защиты газопроводов.

**14.9** При газоснабжении потребителей, для которых перерывы в подаче газа недопустимы по технологическим или другим причинам, следует предусматривать подачу газа этим потребителям от двух газопроводов, прокладываемых по территориям, подработка которых начинается в разное время, с обязательным кольцеванием газопроводов.

**14.10** Переходы газопроводов через реки, овраги и железнодорожные пути в выемках следует предусматривать, как правило, надземными.

**14.11** На подземных газопроводах в пределах подрабатываемых территорий следует предусматривать установку контрольных трубок.

Контрольные трубки должны устанавливаться на углах поворотов, в местах разветвления сети, у компенсаторов бесколодезной установки. В пределах населенных пунктов следует предусматривать установку контрольных трубок также на линейных участках газопроводов с расстоянием между ними не более 50 м.

Для предохранения от механических повреждений контрольные трубки в зависимости от местных условий должны быть выведены под ковер или другое защитное устройство.

**14.12** Для обеспечения подвижности подземных газопроводов в грунте и снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод следует предусматривать применение малозащемляющих материалов для засыпки траншей после укладки труб или установку компенсаторов.

**14.13** В качестве малозащемляющих материалов для засыпки траншей газопровода следует применять песок, песчаный грунт или другой грунт, обладающий малым сцеплением частиц.

**14.14** Компенсаторы необходимо устанавливать в колодцах или нишах, доступных для наблюдения; допускается установка бесколодезных компенсаторов.

**14.15** В местах пересечения подземных газопроводов с другими подземными коммуникациями следует предусматривать уплотнительные устройства (глиняные экраны, футляры на газопроводе и др.) и установку контрольных трубок.

**14.16** Конструкция крепления надземных газопроводов должна допускать смещение труб по вертикали.

#### **Районы с пучинистыми, просадочными и набухающими грунтами**

**14.17** При проектировании систем газоснабжения для районов с пучинистыми, просадочными или набухающими грунтами, кроме требований настоящих норм, следует дополнительно руководствоваться указаниями СНБ 5.01.01.

**14.18** Глубину прокладки газопроводов в среднепучинистых и сильно пучинистых грунтах при одинаковой степени пучинистости по трассе газопровода следует принимать не менее 0,9 м до верха трубы. Прокладка газопроводов в слабопучинистых грунтах должна предусматриваться в соответствии с требованиями раздела 7.

**14.19** Прокладку газопроводов в грунтах неодинаковой степени пучинистости (резко меняющийся состав грунта, изменение уровня грунтовых вод, переход газопровода из проезжей части дороги в газон и др.) следует производить на глубине не менее 0,7-0,8 нормативной глубины промерзания, но не менее 0,9 м до верха трубы.

**14.20** Противокоррозионную изоляцию вертикальных участков подземных газопроводов и футляров (вводы в здания и ГРП) следует предусматривать из полимерных материалов. Допускается использовать другие проектные решения по защите этих участков от воздействия на них сил морозного пучения.

**14.21** Для резервуарных установок СУГ с подземными резервуарами в среднепучинистых и сильнопучинистых грунтах необходимо предусматривать надземную прокладку соединяющих резервуары газопроводов жидкой и паровой фаз

**14.22** При проектировании колодцев следует предусматривать мероприятия по их защите от

воздействия сил морозного пучения грунтов (гравийная или гравийно-песчаная засыпка пазух, обмазка внешней стороны стен гидроизоляционными или несмерзающимися покрытиями, например, железнение и др.). Над перекрытием колодцев необходимо предусматривать асфальтовую отмостку, выходящую за пределы пазух не менее чем на 0,5 м.

**14.23** Проектирование газопроводов для районов с просадочными и набухающими грунтами следует вести с учетом свойств этих грунтов, предусматривая мероприятия по уменьшению деформации основания, например, уплотнение грунтов, химическое закрепление, водозащитные и конструктивные мероприятия с учетом имеющегося опыта использования таких грунтов в районе строительства в качестве оснований под здания и сооружения.

Прокладку газопроводов в грунтах I типа по просадочности следует предусматривать в соответствии с требованиями раздела 7. Устройство вводов газопроводов должно соответствовать указаниям 7.18, 7.55.

## **15 Материалы, оборудование, приборы и изделия**

### **Общие указания**

**15.1** Материалы, оборудование, приборы и изделия систем газоснабжения должны соответствовать требованиям государственных стандартов или технических условий.

**15.2** Допускается применять материалы, оборудование, приборы и изделия импортного производства, в том числе и трубы, если они соответствуют требованиям настоящих норм и в установленном порядке допущены к применению в Республике Беларусь.

**15.3** При выборе материалов, оборудования, приборов и других технических изделий для строительства систем газоснабжения в зонах распространения пучинистых и просадочных грунтов, а также на подрабатываемых территориях следует учитывать дополнительные требования, приведенные в 15.57-15.60.

**15.4** Стальные сварные трубы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны пройти 100 %-ный контроль заводского шва неразрушающими методами.

**15.5** Выбор материала труб для строительства газопроводов необходимо производить путем технико-экономического сравнения вариантов с учетом всех основных факторов.

### **Стальные трубы**

**15.6** Для строительства систем газоснабжения следует применять стальные прямошовные и спиральношовные сварные и бесшовные трубы, изготовленные из хорошо сваривающейся стали, содержащей не более 0,25 % углерода, 0,056 % серы и 0,046 % фосфора.

**15.7** Толщину стенок труб следует определять расчетом в соответствии с требованиями СНиП 2.04.12 и принимать ее номинальную величину ближайшей большей по стандартам или техническим условиям на трубы, допускаемые настоящими нормами к применению. При этом для подземных и наземных (в насыпях) газопроводов номинальную толщину стенки труб следует принимать не менее 3 мм, а для надземных и наземных газопроводов — не менее 2 мм.

Выбор стальных труб для конкретных условий строительства систем газоснабжения следует производить в соответствии с приложением Е.

**15.8** Стальные трубы для строительства наружных и внутренних газопроводов следует предусматривать групп В и Г, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали группы В по ГОСТ 380 не ниже второй категории (для газопроводов диаметром более 530 мм при толщине стенки труб более 5 мм, как правило, не ниже третьей категории) марок Ст2, Ст3, а также Ст4 при содержании в ней углерода не более 0,25 %; стали марок 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050; низколегированной стали марок 09Г2С, 17ГС, 17Г1С ГОСТ 19281 не ниже шестой категории; стали 10Г2 ГОСТ 4543.

**15.9** Допускается применять стальные трубы, указанные в 15.8, но изготовленные из полуспокойной и кипящей стали в следующих случаях:

— для подземных и надземных газопроводов с толщиной стенки не более 8 мм, при этом диаметр не должен превышать 820 мм для труб из полуспокойной стали и 530 мм для труб из кипящей стали;

— для внутренних газопроводов давлением не более 0,3 МПа наружным диаметром не более

## СНБ 4.03.01-98

159 мм и толщиной стенки до 5 мм включительно, если температура стенки трубы в процессе эксплуатации не будет понижаться ниже 0 °С.

Не допускается применять трубы из полуспокойной и кипящей стали для изготовления методом холодного гнутья отводов, соединительных частей и компенсирующих устройств для газопроводов высокого и среднего давления.

**15.10** Для наружных и внутренних газопроводов низкого давления, в том числе для их гнутых отводов и соединительных частей, допускается применять трубы групп А, Б, В, изготовленные из спокойной, полуспокойной и кипящей стали марок Ст1, Ст2, Ст3, Ст4 категорий 1, 2, 3 групп А, Б и В по ГОСТ 380 и 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050. Сталь марки 08 допускается применять при технико-экономическом обосновании, марки Ст4 — при содержании в ней углерода не более 0,25 %.

**15.11** Для участков газопроводов всех давлений, испытывающих вибрационные нагрузки (соединенные непосредственно с источником вибрации в ГРП, ГРУ, компрессорных и др.), следует применять стальные трубы групп В и Г, изготовленные из спокойной стали с содержанием углерода не более 0,24 % (например, Ст2, Ст3 не менее третьей категории по ГОСТ 380; 08, 10, 15 по ГОСТ 1050).

**15.12** Сварное соединение стальных труб должно быть равнопрочно основному металлу труб или иметь гарантированный заводом-изготовителем согласно стандарту или техническим условиям на трубы коэффициент прочности сварного соединения. Указанное требование следует вносить в спецификации на трубы.

Допускается применять трубы по ГОСТ 3262, сварные швы которых не имеют характеристики прочности сварного соединения, на давление газа, указанное в приложении Е.

**15.13** Требования к ударной вязкости металла труб для газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 40 °С включительно, как правило, не предъявляются. В зависимости от местных условий прокладки следует предусматривать требования к ударной вязкости металла труб для газопроводов высокого давления I категории диаметром более 620 мм, а также для газопроводов, испытывающих вибрационные нагрузки, прокладываемых на участках перехода через железные и автомобильные дороги, водные преграды и для других ответственных газопроводов и их отдельных участков. Требования к ударной вязкости следует предусматривать для труб с толщиной стенки более 5 мм. При этом величина ударной вязкости основного металла труб должна приниматься не ниже 30 Дж/см<sup>2</sup> при минимальной температуре эксплуатации газопровода.

**15.14** Эквивалент углерода должен определяться по формулам:  
для низколегированной стали

$$[C]_s = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + \sum(V + Ti + Nb)}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + 15B;$$

для малоуглеродистой стали или низколегированной стали только с кремнемарганцевой системой легирования, например, марок 17ГС, 17Г1С, 09Г2С и др.

$$[C]_s = C + \frac{Mn}{6}, \quad (11)$$

где С, Мп, Сг, Мо, Тi, Nb, Cu, Мi, В — содержание (процент от массы) в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, титана, никеля, меди, вольфрама, бора. Величина [C]<sub>s</sub> не должна превышать 0,46.

**15.15** Трубы, предусматриваемые для систем газоснабжения, должны быть испытаны гидравлическим давлением на заводе-изготовителе или иметь запись в сертификате о гарантии того,

что трубы выдержат гидравлическое давление, величина которого соответствует требованиям стандартов или технических условий на трубы.

**15.16** Импульсные газопроводы для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики обвязки газифицируемого оборудования следует предусматривать, как правило, из стальных труб, приведенных в приложении Е, или согласно данным, приведенным в паспортах на оборудование. Допускается применение для этих целей медных труб по ГОСТ 617, а также резиноканевых и резиновых рукавов и трубок согласно указаниям раздела 9.

#### **Соединительные части и детали**

**15.17** Соединительные части и детали для систем газоснабжения следует предусматривать из спокойной стали (литые, кованные, штампованные, гнутые или сварные) или из ковкого чугуна, изготовленными в соответствии с государственными стандартами, приведенными в таблице 27.

70

**СНБ 4.03.01-98**

Допускается применять соединительные части и детали, изготовленные по чертежам, выполненным проектными организациями с учетом технических требований одного из стандартов на соответствующую соединительную часть или деталь.

Соединительные части и детали систем газоснабжения допускается изготавливать из стальных бесшовных и прямошовных сварных труб или листового проката, металл которых отвечает техническим требованиям, предусмотренным 15.7-15.14 для соответствующего газопровода.

**15.18** Соединительные части и детали должны быть заводского изготовления. Допускается применение соединительных частей и деталей, изготовленных на базах строительных организаций, при условии контроля всех сварных соединений (для сварных деталей) неразрушающими методами.

**15.19** Фланцы, применяемые для присоединения к газопроводам арматуры, оборудования и приборов, должны соответствовать ГОСТ 12820, ГОСТ 12821 и ТУ РБ 00555028.40.

**15.20** Для уплотнения фланцевых соединений следует применять прокладки, изготовленные из материалов, указанных в таблице 28. Допускается предусматривать прокладки из другого уплотнительного материала, обеспечивающего не меньшую герметичность по сравнению с материалами, приведенными в таблице 28 (с учетом среды, давления и температуры).

#### **Защитные противокоррозионные материалы**

**15.21** Материалы и конструкции, применяемые для защиты подземных газопроводов и резервуаров от коррозии, должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.602.

**15.22** Для анодных заземлений катодных установок следует применять

Таблица 27

Соединительные части и детали	Стандарт
<i>1 Из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой</i>	
Угольники	ГОСТ 8946 ГОСТ 8947
Тройники	ГОСТ 8948 ГОСТ 8949 ГОСТ 8950

Кресты	ГОСТ 8951 ГОСТ 8952 ГОСТ 8953
Муфты	ГОСТ 8954 ГОСТ 8955 ГОСТ 8956 ГОСТ 8957
Гайки соединительные	ГОСТ 8959
Пробки	ГОСТ 8963
<b>2 Стальные с цилиндрической резьбой</b>	
Муфты	ГОСТ 8966
Контргайки	ГОСТ 8968
Сгоны	ГОСТ 8969
<b>3 Стальные приварные</b>	
Отводы	ГОСТ 17375
Переходы	ГОСТ 17378
Тройники	ГОСТ 17376
Заглушки	ГОСТ 17379

71

**СНБ 4.03.01-98**

Таблица 28

Прокладочные листовые материалы для фланцевых соединений (стандарт, марка)	Толщина листа, мм	Назначение
1 Паронит ГОСТ 481 (марка ПМБ)	1-4	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 1,6 МПа включительно
2 Резина маслобензостойкая ГОСТ 7338	3-5	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 0,6 МПа включительно
3 Алюминий ГОСТ 21631 или ГОСТ 13726	1-4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, в том числе транспортирующих сернистый газ
4 Медь ГОСТ 495 (марка М1, М2)	1-4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, кроме газопроводов транспортирующих сернистый газ

*Примечание*— Прокладки из паронита должны соответствовать требованиям ГОСТ 15180.

железкремневые, графитовые, графитопластовые и другие малорастворимые материалы, а также чугунные трубы без антикоррозионного покрытия.

**15.23** Для защиты от атмосферной коррозии надземных газопроводов и надземных резервуаров СУГ следует применять лакокрасочные покрытия (краски, лаки, эмали), выдерживающие изменение температуры наружного воздуха и влияние атмосферных осадков.

**15.24** Прокладки и подкладки для изоляции газопроводов от металлических и железобетонных конструкций следует изготавливать из полиэтилена ГОСТ 16338 или других материалов, равноценных ему по диэлектрическим свойствам.

## Трубы и детали соединительные из полиэтилена

**15.25** Для подземных газопроводов следует применять трубы из полиэтилена ПЭ63, ПЭ80, ПЭ100, изготовленные по СТБ ГОСТ Р 50838.

**15.26** Максимальное рабочее давление (PMS), МПа, рассчитывается в соответствии с СТБ ГОСТ Р 50838.

**15.27** Для соединения полиэтиленовых газопроводов следует применять детали соединительные (фитинги) из полиэтилена с закладными нагревательными элементами или без нагревательных элементов. Для соединения полиэтиленовых газопроводов со стальными следует применять неразъемные соединения “полиэтилен-сталь” по ТУ РБ 00555028.30.

**15.28** Детали соединительные (тройники, отводы, переходы, втулки под фланец, муфты, угольники и др.) без закладных нагревательных элементов для полиэтиленовых газопроводов должны предусматриваться по ТУ РБ 00203507-004.

**15.29** Муфты соединительные полиэтиленовые с закладным нагревателем для полиэтиленовых газопроводов должны предусматриваться по ТУ РБ 00203507.016.

**15.30** Допускается использование для соединения полиэтиленовых газопроводов изделий (фитингов) зарубежного производства, сертифицированных в установленном порядке для применения на территории Республики Беларусь.

## Запорное и регулирующее оборудование, приборы и другие технические изделия

**15.31** При выборе запорной арматуры следует учитывать условия ее эксплуатации по давлению газа и температуре согласно данным, приведенным в таблице 29.

**15.32** При выборе запорной арматуры для резервуаров СУГ следует принимать следующие условные давления, МПа:

- для надземных — 1,6;
- для подземных — 1,0.

В системах газоснабжения СУГ запорная арматура из серого чугуна допускается к применению только на газопроводах паровой фазы низкого давления.

72

**СНБ 4.03.01-98**

Таблица 29

Материал запорной арматуры	Условия применения	
	Давление газа, МПа, не более	Температура, °С
Серый чугун	0,6	Не ниже минус 35
Ковкий чугун	1,6	То же
Углеродистая сталь	То же	Не ниже минус 40
Легированная сталь	"	Ниже минус 40
Латунь, бронза	"	Не ниже минус 35
Полиэтилен	0,6	Не ниже минус 40

**15.33** Вентили, краны, задвижки и затворы поворотные, предусматриваемые для систем газоснабжения в качестве запорной арматуры (отключающих устройств), должны быть предназначены для газовой среды.

Герметичность затворов должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544.

Допускается применять для систем газоснабжения запорную арматуру общего назначения при условии выполнения дополнительных работ по притирке и испытанию затвора арматуры на герметичность класса А в соответствии с ГОСТ 9544.

Электрооборудование приводов и других элементов трубопроводной арматуры по требованиям взрывобезопасности следует принимать в соответствии с указаниями ПУЭ.

Краны и поворотные затворы должны иметь ограничители поворота и указатели положения “открыто-закрыто”, а задвижки с невыдвижным шпинделем — указатели степени открытия.

**15.34** Основные параметры регуляторов давления газа, применяемых в системах газоснабжения, должны соответствовать данным, приведенным в таблице 30.

Таблица 30

Параметр	Значение параметра
Давление, МПа	
на входе	0,05; 0,3; 0,6; 1,2; 1,6
на выходе	От 0,001 до 1,2

**15.35** Конструкция регуляторов давления газа должна соответствовать ГОСТ 11881 и удовлетворять следующим требованиям:

— зона пропорциональности не должна превышать  $\pm 20$  % верхнего предела настройки выходного давления для комбинированных регуляторов и регуляторов баллонных установок и  $\pm 10$  % для всех других регуляторов;

— зона нечувствительности не должна быть более 2,5 % верхнего предела настройки выходного давления;

— постоянная времени (время переходного процесса регулирования при резких изменениях расхода газа или входного давления) не должна превышать 60 с.

**15.36** Относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые клапаны двухседельных регуляторов допускается не более 0,1 % номинального расхода; для односедельного клапана герметичность затворов должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544. Допустимая нерегулируемая протечка газа при применении в качестве регулирующих устройств поворотных заслонок не должна превышать 1 % пропускной способности.

**15.37** Основные параметры ПЗК, применяемых в ГРП (ГРУ) для прекращения подачи газа к потребителям при недопустимом повышении и понижении контролируемого давления газа, приведены в таблице 31.

Точность срабатывания ПЗК должна составлять  $\pm 5$  % заданных величин контролируемого давления для ПЗК, устанавливаемых в ГРП, и  $\pm 10$  % для ПЗК в шкафных ГРП, ГРУ и комбинированных регуляторах.

73

#### СНБ 4.03.01-98

Таблица 31

Параметр	Значение параметра
Давление на входе (рабочее), МПа	0,05; 0,3; 0,6; 1,2; 1,6
Диапазон срабатывания при повышении давления, МПа	0,002-0,75
Диапазон срабатывания при понижении давления, МПа	0,0003-0,03

**15.38** Основные параметры ПСК, устанавливаемых в ГРП (ГРУ) и на резервуарах СУГ, приведены в таблице 32.

Таблица 32

Параметр	Значение параметра
Давление перед клапаном (рабочее), МПа	0,001; 0,3; 0,6; 1,0; 2,0
Диапазон срабатывания, МПа	От 0,001 до 2,0

**15.39** ПСК должны обеспечивать открытие при превышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 15 %. Давление, при котором происходит полное закрытие клапана, устанавливается соответствующим стандартом или техническими условиями на изготовление клапанов, утвержденными в установленном порядке. Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия.

На газопроводах низкого давления допускается установка ПСК без приспособления для принудительного открытия.

**15.40** Основные параметры фильтров, устанавливаемых в ГРП (ГРУ) для защиты регулирующих и предохранительных устройств от засорения механическими примесями, должны соответствовать данным, приведенным в таблице 33.

**15.41** Фильтры должны иметь штуцера для присоединения к ним приборов или устройств для определения потери давления на фильтре (степени засорения кассеты).

**15.42** Фильтрующие материалы должны обеспечивать требуемую очистку газа, не образовывать с ним химических соединений и не разрушаться от постоянного воздействия газа.

Таблица 33

Параметр	Значение параметра
Давление на входе (рабочее), МПа фильтра, даПа	0,3; 0,6; 1,2
сетчатого	500
висцинового	500
волосяного	1000

**15.43** Для изготовления гнутых и сварных компенсаторов следует использовать трубы, равноценные принятым для соответствующего газопровода (для газопроводов высокого и среднего давления следует учитывать указания 15.9). Отводы, применяемые для изготовления сварных компенсаторов, следует принимать в соответствии с 15.17.

**15.44** Применение сальниковых компенсаторов на газопроводах не допускается.

**15.45** Изделия для закрепления газопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, должны соответствовать требованиям СНиП 2.05.06.

**15.46** Материалы и конструкции сосудов (резервуаров, испарителей, автомобильных и железнодорожных цистерн) для СУГ должны соответствовать требованиям “Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением”, ГОСТ 14249, ГОСТ 9931, ГОСТ 6533, а также отраслевым стандартам или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

**15.47** Резервуары СУГ следует изготавливать из стали с гарантированной величиной ударной вязкости не менее 30 Дж/см<sup>2</sup>— при температуре минус 40 °С.

**15.48** Бытовые газовые плиты должны отвечать требованиям ГОСТ 10798 или техническим условиям на эти приборы, утвержденным в установленном порядке.

**15.49** Плиты с отводом продуктов сгорания в дымоход должны иметь автоматику, обеспечивающую прекращение подачи газа к плите при отсутствии необходимого разрежения в дымоходе.

**15.50** Газовое оборудование для предприятий торговли, общественного питания и других аналогичных потребителей следует оснащать приборами автоматики безопасности, обеспечивающими отключение основных (рабочих) горелок в случае прекращения подачи газа, погасания пламени и прекращения подачи воздуха (для оборудования, оснащенного горелками с принудительной подачей воздуха).

Для горелки или группы горелок, объединенных в блок, имеющих номинальную тепловую мощность менее 5,6 кВт (расход газа менее 0,5 м<sup>3</sup>/ч) установка автоматики безопасности не обязательна.

Необходимость оснащения газовых аппаратов автоматикой для отключения подачи газа при нарушении других параметров и обеспечение автоматического регулирования процессов горения решается разработчиком оборудования в зависимости от технологии и режимов работы аппаратов.

**15.51** Для нагрева воды в бытовых условиях следует применять газовые проточные и емкостные водонагреватели, соответствующие требованиям ГОСТ 11032, ГОСТ 19910 или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

**15.52** Газовые воздушные калориферы и конвекторы, применяемые для отопления зданий, а также помещений цехов промышленных предприятий следует комплектовать автоматикой регулирования и безопасности, обеспечивающей:

— поддержание в отапливаемом помещении заданной температуры или подогрев воздуха до заданной температуры;

— отключение подачи газа к горелкам при недопустимом изменении давления газа, уменьшении разрежения в дымоходе ниже установленной величины, остановке дутьевого вентилятора, подающего воздух через калорифер в помещение, или при погасании пламени.

**15.53** Горелки газовые, предназначенные для тепловых установок промышленных, сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера, в том числе для установок, переводимых на газ с других видов топлива, должны быть изготовлены по технической документации, утвержденной в установленном порядке. Промышленные газовые горелки должны соответствовать требованиям ГОСТ 21204.

Горелки инфракрасного излучения должны соответствовать требованиям ГОСТ 25696.

**15.54** Выбор КИП надлежит производить в соответствии со следующими основными положениями:

— параметры, наблюдение за которыми необходимо для правильного ведения установленных режимов эксплуатации, должны контролироваться при помощи показывающих приборов;

— параметры, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования, должны контролироваться при помощи показывающих, регистрирующих и сигнализирующих приборов; допускается не предусматривать регистрирующие приборы при наличии защиты — предохранительных устройств по контролируемым параметрам;

— параметры, учет которых необходим для систематического анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов, должны контролироваться при помощи регистрирующих или интегрирующих приборов.

**15.55** При выборе КИП для ГРП и ГРУ следует руководствоваться указаниями раздела 8.

**15.56** Класс точности КИП следует принимать в зависимости от конкретного их назначения и особенностей условий эксплуатации объекта, но не ниже класса 2,5.

## **Дополнительные требования для особых природных условий**

**15.57** Для строительства подземных газопроводов, проектируемых в районах с пучинистыми и просадочными грунтами и на подрабатываемых территориях, не допускается применять трубы из кипящей стали.

**15.58** Для подземных газопроводов с условным диаметром больше 80 мм для районов со среднепучинистыми и сильнопучинистыми грунтами и подрабатываемых территорий, следует предусматривать стальную арматуру; для газопроводов с условным диаметром до 80 мм включительно допускается применение запорной арматуры из ковкого чугуна.

Для подземных газопроводов давлением до 0,6 МПа для районов со среднепучинистыми грунтами допускается применять чугунную запорную арматуру, при этом арматуру из серого чугуна следует устанавливать с компенсирующим устройством, допускающим вертикальное перемещение газопровода.

75

## **СНБ 4.03.01-98**

**15.59** Для подземных газопроводов, прокладываемых на подрабатываемых территориях, толщину стенок труб следует принимать не менее 3 мм для трубопроводов диаметром до 80 мм включительно, а для трубопроводов диаметром 100 мм и более на 2-3 мм больше расчетной толщины, определенной в соответствии с 15.7.

**15.60** Для внутренних и надземных газопроводов в районах с пучинистыми и просадочными грунтами и на подрабатываемых территориях требования к трубам и техническим изделиям предъявляются такие же, как для соответствующих газопроводов, сооружаемых в обычных условиях строительства.

## **16 Телемеханизация и автоматизированные системы управления технологическими процессами в системах газоснабжения**

**16.1** Для обеспечения централизованного оперативного управления системами газоснабжения следует предусматривать в проектах газоснабжения ТМ или АСУ ТП.

ТМ следует предусматривать при проектировании газоснабжения городов с населением свыше 100 тыс.чел. или при расширении, реконструкции и техническом перевооружении действующих систем газоснабжения с числом контролируемых объектов более 15.

АСУ ТП следует предусматривать при проектировании газоснабжения городов с населением, как правило, свыше 500 тыс.чел. и при расширении, реконструкции и техническом перевооружении систем газоснабжения — с числом контролируемых объектов более 50.

**16.2** Проектные решения должны предусматривать возможность дальнейшей модернизации и развития ТМ и АСУ ТП.

**16.3** Внедрение ТМ и АСУ ТП допускается осуществлять по очередям. Выделение очередей проводится по количеству контролируемых объектов к уровню решаемых задач. Первая очередь внедрения АСУ ТП допускает ее функционирование в режиме централизованного контроля при ограниченном числе контролируемых объектов.

**16.4** Структуру, функции и технические средства ТМ и АСУ ТП допускается принимать в соответствии с приложением М.

76

**СНБ 4.03.01-98**

(обязательное)

## Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения

Таблица А.1

Газопроводы	Классификационные показатели
Наружные (уличные, внутриквартальные, межцеховые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений)	Местоположение относительно планировки населенных пунктов
Подземные (подводные), надземные (надводные), наземные	Местоположение относительно поверхности земли
Распределительные, газопроводы-вводы, продувочные, сбросные, импульсные, а также межпоселковые	Назначение в системе газоснабжения
Высокого давления I категории, высокого давления II категории, среднего давления, низкого давления	Давление газа
Металлические (стальные, медные и др.) и неметаллические (полиэтиленовые и др.)	Материал труб
Природного газа, попутного газа и СУГ	Вид транспортируемого газа

Распределительными следует считать наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту (ГРП, промышленное предприятие, котельная и т.п.).

Газопроводом-вводом следует считать газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

Межпоселковыми газопроводами следует считать распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

77

СНБ 4.03.01-98

### Приложение Б (рекомендуемое)

#### Значение коэффициента часового максимума расхода газа по отраслям промышленности

Таблица Б.1

Отрасль промышленности	Коэффициент часового максимума расхода газа, $K_{\max}^h$		
	в целом по предприятию	по котельным	по промышленным печам
Винодельческая	1/5700	1/5700	—
Деревообрабатывающая	1/5400	1/5400	—
Кожевенно-галантерейная	1/4800	1/4800	—

Машиностроение	1/2700	1/2600	1/3200
Мукомольно-крупяная	1/3500	1/3600	1/3200
Обувная	1/3500	1/3500	—
Пивоваренная	1/5400	1/5200	1/6900
Пищевая	1/5700	1/5900	1/4500
Полиграфическая	1/4000	1/3900	1/4200
Радиопромышленность	1/3600	1/3300	1/5500
Рез и н асбестовая	1/5200	1/5200	—
Станкостроительная и инструмен-	1/2700	1/2900	1/2600
Строительных материалов	1/5900	1/5500	1/6200
Судостроительная	1/3200	1/3100	1/3400
Табачно-махорочная	1/3850	1/3850	—
Текстильная	1/4500	1/4500	—
Фарфоро-фаянсовая	1/5200	1/3900	1/6500
Химическая	1/5900	1/5600	1/7300
Целлюлозно-бумажная	1/6100	1/6100	—
Цветная металлургия	1/3800	1/3100	1/5400
Черная металлургия	1/6100	1/5200	1/7500
Швейная	1/4900	1/4900	—
Электротехническая	1/3800	1/3600	1/5500

**Приложение В**  
(справочное)

**Значение коэффициента одновременности ( $K_{sim}$ ) для жилых домов**

Таблица В.1

Число квартир	Коэффициент одновременности $K_{sim}$ в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,274	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

**Примечания**

1 Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с такими же газовыми приборами.

2 Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от числа квартир.

## Гидравлический расчет газопроводов

**Г.1** Гидравлический расчет газопроводов следует выполнять, как правило, на электронно-вычислительной машине с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети.

**Г.2** Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления следует принимать исходя из максимального использования давления в газопроводе и обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

**Г.3** Расчетные потери давления газа в распределительных газопроводах низкого давления следует принимать не более 180 даПа. Распределение величины потери давления между уличными, внутриквартальными, вводами и внутренними газопроводами следует принимать по таблице Г.1.

В тех случаях, когда газоснабжение СУГ является временным (с последующим переводом на снабжение природным газом), газопроводы следует проектировать из условия возможности их использования в будущем на природном газе. При этом количество газа необходимо определять как эквивалентное (по теплоте сгорания) расчетному расходу СУГ.

**Г.4** Значения расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех давлений для промышленных, сельскохозяйственных и бытовых предприятий и учреждений коммунального хозяйства принимаются в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемых к установке газовых горелок, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

**Г.5** Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения расчетной длины газопроводов на величину от 5 до 10 %.

**Г.6** Гидравлический расчет газопроводов паровой фазы СУГ должен выполняться в соответствии с указаниями по расчету газопроводов природного газа соответствующего давления.

**Г.7** Гидравлический расчет кольцевых сетей газопроводов следует выполнять с увязкой давлений газа в узловых точках расчетных колец при максимальном использовании допустимой потери давления газа. Неувязка потерь давления в кольце допускается до 10 %.

**Г.8** При выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, следует принимать скорости движения газа не более 7 м/с для газопроводов низкого давления, 15 м/с для газопроводов среднего давления, 25 м/с для газопроводов высокого давления.

Таблица Г. 1

В декапаскалях

Суммарная потеря давления газа от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удаленного прибора	В том числе в газопроводах	
	уличных и внутриквартальных	вводах и внутренних
180	120	60

## Отвод продуктов сгорания

**Д.1** Отвод продуктов сгорания от бытовых газовых приборов и другого бытового газового оборудования, в конструкции которых предусмотрен отвод продуктов сгорания в дымоход, следует предусматривать от каждого прибора и агрегата по обособленному дымоходу. В существующих зданиях допускается предусматривать присоединение к одному дымоходу не более двух водонагревателей, расположенных на одном или разных этажах здания, при условии ввода продуктов сгорания в дымоход на разных уровнях, не ближе 0,75 м один от другого, или на одном уровне с устройством в дымоходе рассечки на высоту не менее 0,75 м.

**Д.2** В существующих зданиях при отсутствии дымоходов допускается предусматривать устройство приставных дымоходов.

**Д.3** Площадь сечения дымохода должна определяться расчетом и не должна быть меньше площади патрубка газового прибора, присоединяемого к дымоходу. При присоединении к дымоходу двух приборов сечение дымохода следует определять с учетом одновременной их работы.

**Д.4** Небытовые газовые приборы (ресторанные плиты, пищеварочные котлы и т.п.) допускается присоединять как к обособленным, так и общему дымоходу.

Допускается предусматривать соединительные дымоотводящие трубы, общие для нескольких агрегатов.

Ввод продуктов сгорания в общий дымоход для нескольких приборов следует предусматривать на разных уровнях или на одном уровне с устройством рассечек согласно Д.1.

Сечения дымоходов и соединительных труб должны определяться расчетом исходя из условия одновременной работы всех приборов, присоединенных к дымоходу.

**Д.5** Дымоходы должны быть вертикальными, без уступов. Допускается уклон дымоходов от вертикали до 30° с отклонением в сторону до 1 м при обеспечении площади сечения наклонных участков дымохода не менее сечения вертикальных участков.

**Д.6** Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит и других небытовых газовых приборов допускается предусматривать горизонтальные участки дымоходов общей длиной до 10 м.

**Д.7** Для присоединения газовых водонагревателей и других газовых приборов к дымоходам следует использовать трубы из кровельной стали.

Суммарную длину участков соединительной трубы в новых зданиях следует принимать не более 3 м, в существующих зданиях — не более 6 м.

Уклон трубы следует назначать не менее 0,01 в сторону газового прибора.

На дымоотводящих трубах допускается предусматривать не более трех поворотов с радиусом закругления не менее диаметра трубы. Ниже места присоединения дымоотводящей трубы от прибора к дымоходу должно быть предусмотрено устройство “кармана” с люком для чистки.

Дымоотводящие трубы, прокладываемые через неотопливаемые помещения, при необходимости должны быть теплоизолированы.

**Д.8** Расстояние от соединительной дымоотводящей трубы до потолка или стены из негорючих материалов следует принимать не менее 5 см, до деревянных оштукатуренных потолков и стен — не менее 25 см. Допускается уменьшение указанного расстояния с 25 до 10 см при условии обивки деревянных оштукатуренных стен или потолка кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3 мм. Обивка должна выступать за габариты дымоотводящей трубы на 15 см с каждой стороны.

**Д.9** При присоединении к дымоходу одного прибора, а также приборов со стабилизаторами тяги шиберы на дымоотводящих трубах не предусматриваются.

При присоединении к общему дымоходу нескольких приборов: ресторанных плит, кипятильников и других газовых приборов, не имеющих стабилизаторов тяги, на дымоотводящих

трубах от приборов должны предусматриваться шиберы (заслонки), имеющие отверстие диаметром не менее 15 мм.

**Д.10** В шиберах, установленных на дымоходах от котлов, должны предусматриваться отверстия диаметром не менее 50 мм.

81

#### **СНБ 4.03.01-98**

**Д.11** Дымовые трубы от газовых приборов в зданиях должны быть выведены:

— выше границы зоны ветрового подпора, но не менее 0,5 м выше конька крыши при расположении их (считая по горизонтали) не далее 1,5 м от конька крыши;

— в уровень с коньком крыши, если они отстоят на расстоянии до 3 м от конька крыши;

— не ниже прямой, проведенной от конька вниз под углом  $10^\circ$  к горизонту, при расположении труб на расстоянии более 3 м от конька крыши.

Во всех случаях высота трубы над прилегающей частью крыши должна быть не менее 0,5 м, а для домов с совмещенной кровлей (плоской крышей) — не менее 2,0 м.

Установка на дымоходах зонтов и дефлекторов не допускается.

**Д.12** Отвод продуктов сгорания от газифицированных установок промышленных предприятий, котельных, предприятий бытового обслуживания допускается предусматривать по стальным дымовым трубам.

82

#### **СНБ 4.03.01-98**

### **Приложение Е** (обязательное)

#### **Выбор стальных труб для систем газоснабжения**

**Е.1** Стальные трубы для систем газоснабжения давлением до 1,6 МПа следует принимать по таблице Е.1.

**Е.2** Для систем газоснабжения следует принимать, как правило, трубы из углеродистой стали обыкновенного качества по ГОСТ 380 и качественной стали по ГОСТ 1050.

**Е.3** Для газопроводов жидкой фазы СУГ следует применять, как правило, бесшовные трубы. Допускается применять для этих газопроводов электросварные трубы. При этом трубы диаметром до 50 мм должны пройти 100 %-ный контроль сварного шва неразрушающими методами, а трубы диаметром 50 мм и более также и испытание сварного шва на растяжение.

**Е.4** Трубы по ГОСТ 3262 допускается применять для строительства наружных и внутренних газопроводов низкого давления.

Трубы по ГОСТ 3262 с условным диаметром до 32 мм включительно допускается применять для строительства импульсных газопроводов давлением до 1,2 МПа включительно. При этом гнутые участки импульсных газопроводов должны иметь радиус изгиба не менее двух наружных диаметров, а температура стенки трубы в период эксплуатации не должна быть ниже  $0^\circ\text{C}$ .

Таблица Е.1 — Стальные трубы для строительства наружных и внутренних газопроводов

Стандарт или технические условия на трубы	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы (включ.), мм
1 Электросварные прямошовные ГОСТ 10705 (группа В) "Технические условия" и ГОСТ 10704 "Сортамент"	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории ГОСТ 380; 10,15, 20 ГОСТ 1050	10-530
2 Электросварные для магистральных газонефтепроводов (прямошовные и спиральношовные) ГОСТ 20295	ВСт3сп не менее 2-й категории (К38) ГОСТ 380; 10(К34), 15(К38), 20(К42) ГОСТ 1050	По ГОСТ 20295
3 Электросварные прямошовные ГОСТ 10706 (группа В) "Технические условия" и ГОСТ 10704 "Сортамент"	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории ГОСТ 380	630-1220
4 Электросварные со спиральным швом ГОСТ 8696 (группа В)	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории ГОСТ 380	159-1220
5 Бесшовные горячедеформированные ГОСТ 873 (группа В и Г) "Технические требования" и ГОСТ 8732 "Сортамент"	10, 20 ГОСТ 1050	45-325
6 Бесшовные холоднодеформированные, теплодеформированные ГОСТ 8733 (группа В и Г) "Технические требования" и ГОСТ 8734 "Сортамент"	10, 20 ГОСТ 1050	10-45

*Примечания*

- 1 Трубы по 5 и 6 следует применять, как правило, для газопроводов жидкой фазы СУГ.
- 2 Для тепловых электростанций трубы из стали 20 применять в районах с расчетной температурой до минус 30 °С.
- 3 Допускается применять по согласованию с Проматомнадзором Республики Беларусь стальные трубы, изготовленные по техническим условиям заводов изготовителей.

83

**СНБ 4.03.01-98**

**Е.5** Возможность применения труб по государственным стандартам и техническим условиям, приведенным в таблице Е.1, но изготовленных из полуспокойной и кипящей стали, регламентируется 15.9, 15.10.

**Е.6** Запрещается применять для строительства систем газоснабжения трубы по ГОСТ 8731 и ГОСТ 8733, изготовленные из слитка.

84

**СНБ 4.03.01-98**

**Приложение Ж**  
(рекомендуемое)

## Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования в системах газоснабжения тепловых электростанций

Таблица Ж.1

величины Измеряемые и регулируемые	Форма и место представления информации								автоматическое регулирование	
	щит управления в главном корпусе				местный щит управления в ГРП					по месту
	показывающий прибор (обязательный)	необходимости)показывающий прибор (при	сигнализация	приборрегистрирующий	показывающий прибор (обязательный)	необходимости)показывающий прибор (при	сигнализация	приборрегистрирующий		показывающий прибор
Давление газа до ГРП	+	—	+	—	+	—	—	+	—	—
Давление газа после ГРП	+	—	+	—	+	—	—	+	—	+
Общий расход газа	+	—	—	—	+	—	—	+	—	—
Температура газа до или после расходомера	—	—	—	—	+	—	—	+	—	—
Потеря давления на фильтрах	—	—	—	—	+	—	—	—	+	—
Загазованность в регуляторном зале и помещении щита управления в ГРП	—	—	+	—	+	—	+	—	—	—
Расход газа на каждый котел	+	—	—	+	—	—	—	—	—	+

Давление газа до регулирующего клапана котла	—	+	—	+	—	—	—	—	—	—
--	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

## СНБ 4.03.01-98

## Окончание таблицы Ж.1

величины Измеряемые и регулируемые	Форма и место представления информации									автоматическое регулирование
	щит управления в главном корпусе				местный щит управления в ГРП				по месту	
	показывающий прибор (обязательный)	показывающий прибор (при необходимости)	сигнализация	прибор регистрирующий	показывающий прибор (обязательный)	показывающий прибор (при необходимости)	сигнализация	прибор регистрирующий	показывающий прибор	
Давление газа после регулирующего клапана котла	—	+	+	—	—	—	—	—	—	—
Указатель положения регулирующей арматуры ГРП	+	—	—	—	+	—	—	—	—	—
Давление газа перед каждой горелкой (после отключающего устройства)	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—

Примечание — Знак "+" в таблице означает, что для этих параметров должна обеспечиваться информация.

**Приложение К**  
(рекомендуемое)

**Число квартир, которое целесообразно снабжать паровой фазой  
СУГ от одной резервуарной установки**

Таблица К.1

Преобладающая этажность застройки	Оптимальная плотность газопотребления, кг/(ч·га)	Число квартир в зависимости от типа испарителей газа			
		электрических		водяных и паровых	
		оптимальное	допустимое	оптимальное	допустимое
При установке газовых плит					
2	1,65	588	410-880	780	550-1250
3	2,15	857	580-1360	1242	850-2000
4	2,30	951	620-1610	1412	950-2250
5	2,60	1155	730-1980	1794	1250-3080
9	3,45	1710	1060-3060	2911	1790-4600
При установке газовых плит и проточных водонагревателей					
2	2,95	642	390-1070	765	470-1260
3	3,80	1084	630-2020	1264	780-2140
4	4,20	1256	720-2350	1454	930-2560
5	4,60	1641	860-3360	1879	1120-3380

87

СНБ 4.03.01-98

**Приложение Л**  
(рекомендуемое)

**Число квартир, которое целесообразно снабжать газозвоздушной смесью от одной резервуарной установки**

Таблица Л. 1

Преобладающая этажность застройки	Оптимальная плотность газопотребления, кг/(ч · га)	Число квартир в зависимости от типа испарителей газа			
		электрических		водяных и паровых	
		оптимальное	допустимое	оптимальное	допустимое
При установке газовых плит					

2	2,40	1159	760-1800	931	650-1450
3	3,20	1856	1200-3150	1564	1000-2500
4	5,45	2102	1350-3600	1793	1240-3050
5	3,95	2632	1600-4520	2296	1400-3900
9	5,20	4127	2350-6400	3767	2100-6500

При установке газовых плит и проточных водонагревателей

2	4,40	1274	800-2300	1270	850-2150
3	5,75	2024	1200-3700	1969	1250-3400
4	6,20	2312	1300-4300	2221	1350-3860
5	7,10	2946	1600-6000	2766	1700-4900

*Приложение М*  
(рекомендуемое)

**Структура, функции и технические средства телемеханизации и автоматизированных систем управления технологическими процессами**

**М.1** Проектирование ТМ и АСУ ТП систем газоснабжения следует осуществлять в соответствии с требованиями настоящего раздела, ПУЭ и других нормативных документов по проектированию ТМ и АСУ ТП, утвержденных в установленном порядке.

**М.2** Внедрение ТМ и АСУ ТП должно обеспечивать бесперебойную и безопасную подачу и использование газа, учет газопотребления и улучшение технико-экономических показателей систем газоснабжения, а также выработку и реализацию оптимальных (рациональных) управляющих воздействий на систему распределения газа в режимах нормального ее функционирования.

**Структура**

**М.3** ТМ и АСУ ТП следует создавать путем устройства в газовых хозяйствах пункта управления, а на наружных сетях и сооружениях распределительных систем — контролируемых пунктов.

При необходимости создания многоуровневых АСУ ТП должен предусматриваться центральный пункт управления, координирующий работу ПУ.

Допускается совмещать ЦПУ с одним из ПУ.

**М.4** На сооружениях, не оснащенных полностью средствами автоматики и телемеханики и требующих для обслуживания постоянного дежурного персонала, допускается устройство операторских пунктов, подчиненных службе ПУ.

**М.5** Места размещения КП следует выбирать в соответствии с требованиями техники безопасности с учетом важности контролируемого объекта и его влияния на функционирование системы распределения газа с учетом перспективы ее развития.

**М.6** ТМ, как правило, следует охватывать:

— все ГРС (при соответствующем согласовании с ГП “Белтрансгаз”) или точки газопроводов на выходе из ГРС;

— все ГРП, питающие сети высокого и среднего давления или перераспределяющие в них потоки газа;

— ГРП, питающие тупиковые сети низкого давления;

— ГРП или пункты учета расхода газа потребителей с расчетным расходом газа свыше 1000 м<sup>3</sup>/ч, имеющие особые режимы газоснабжения или резервное топливное хозяйство;

— ГРП, питающие закольцованные сети низкого давления, а также ГРП или пункты учета расхода газа потребителей, выбор которых производится в зависимости от особенностей схемы газоснабжения.

В АСУ ТП выбранные КП должны, кроме того, обеспечивать заданное качество моделирования, прогнозирования и управления распределением потоков газа.

#### Функции

**М.7** Проектируемые ТМ и АСУ ТП должны выполнять информационные и управляющие функции (задачи) в объеме, приведенном в таблице М.1.

**М.8** Информационную емкость КП следует принимать согласно данным таблицы М.2.

**М.9** Допускается выполнять вычисление расхода и количества газа с приведением к нормальным условиям на пункте управления. Дискретность измерений при определении количества газа должна обеспечивать необходимую точность учета.

**М.10** При использовании метода спорадической телепередачи (передача технологической информации по инициативе КП по мере отклонения значений от заданных величин) не реже одного раза в час должен осуществляться общий опрос информации о состоянии КП.

#### Технические средства

**М.11** В комплекс технических средств следует включать средства измерений и автоматизации, выполняющие функции восприятия, преобразования, измерения, обработки, передачи, хранения, отображения и использования информации, а также вспомогательные функции.

**М.12** Используемые СИА должны удовлетворять требованиям Единой системы стандартов приборостроения, а также соответствовать техническим условиям на конкретные СИА и приниматься с учетом требований настоящих норм.

СНБ 4.03.01-98

Таблица М. 1

Вид и тип функции	Функция	Необходимость выполнения функции	
		ТМ	АСУТП
<i>Информационные функции</i>			
1 Централизованный контроль за состоянием системы газоснабжения	1 Автоматический с заданным периодом или по вызову, измерение и подготовка к выдаче оперативному персоналу значений технологических параметров на всех или группе КП	+	+
	2 Автоматический с заданным периодом или по вызову, отображение и (или) регистрация значений необходимых технологических параметров на всех или группе КП	+	+
	3 Оперативный с автоматическим обнаружением, отображением, регистрацией и общим оповещением о выходе значений технологических параметров за допустимые пределы, а также о срабатывании средств защиты	+	+

2 Вычислительные и логические операции информационного характера	4 Автоматический с обнаружением, отображением и регистрацией изменения показателей состояния оборудования на КП	+	+
	5 Автоматический с отображением и регистрацией отклонений регулируемых технологических параметров от заданных значений	*	+
	6 Измерение значений технологических параметров и определение показателей состояния оборудования выбранного КП по вызову с отображением или регистрацией фактических, договорных и заданных значений технологических параметров	+	+
	7 Оперативный с отображением и регистрацией результатов вычислительных и логических операций, выполняемых комплексом технологических средств	*	+
	1 Косвенные измерения расходов газа с коррекцией на температуру и давление газа	+	+
	2 Учет количества газа, поданного в систему по каждой магистральной ГРС и в целом по городу за различные периоды	*	+
	3 Учет количества газа, израсходованного каждым телемеханизированным потребителем за различные периоды	*	+
	4 Вычисление и анализ обобщенных показателей качества газоснабжения	*	+
	5 Диагностика режимов газоснабжения потребителей	*	+
	6 Прогнозирование газопотребления	*	+

90

**СНБ 4.03.01-98**

Окончание таблицы М. 1

Вид и тип функции	Функция	Необходимость выполнения функции	
		ТМ	АСУТП
Управляющие функции	7 Прогнозирование состояния системы газоснабжения	*	+
	8 Подготовка информации и отчетов для смежных и вышестоящих систем управления	*	+
	9 Выполнение процедур обмена информацией со смежными и вышестоящими системами управления	*	+

1 Определение рационального режима ведения технологического процесса	1 Выработка рациональных значений давления газа на выходе из источников различных ступеней системы газоснабжения	-	+
	2 Выработка рационального варианта газоснабжения потребителей, сглаживающих пиковую неравномерность газопотребления	-	+
	3 Выработка рационального варианта локализации аварийного участка системы газоснабжения	-	+
	4 Выработка рационального варианта распределения потоков в системе газоснабжения	-	*
	5 Выдача рекомендаций оперативному персоналу по рациональному ведению технологического процесса		+
2 Формирование и передача управляющих воздействий	1 Дистанционная настройка регуляторов на источниках газоснабжения различных ступеней системы газоснабжения	*	+
	2 Выдача команд-инструкций на сокращение или увеличение потребления газа	*	*
	3 Выдача команд на принудительное сокращение подачи газа потребителям, превышающим установленные лимиты	*	*
	4 Дистанционная настройка регуляторов ГРП, перераспределяющих потоки в системе газоснабжения	*	*
	5 Дистанционное управление отключающими устройствами	*	*

*Примечание*— Знак "+" функция нормируется; знак "-" — не нормируется; позиции, отмеченные "\*" принимаются при обосновании необходимости.

## СНБ 4.03.01-98

Таблица М.2

Телемеханические функции	Категории КП			
	ГРС	ГРП		отдельные характерные точки
		сетевой	объектовые	
1 Измерение текущее				
давление газа на входе	-	+	+	+
выходе	+	+	-	-
расход газа	+	*	+	-
температура газа	+	*	+	-
2 Измерение интегральное				
количество газа	+	-	+	-

3 Сигнализация предельных давлений газа на входе	-	+	+	*
предельных давлений газа на выходе	+	+	*	-
предельной засоренности фильтров	-	+	-	-
предельной загазованности воздуха	-	*	-	-
предельной температуры воздуха срабатывания предохранительного клапана	-	+	-	-
положения телеуправляемых объектов (электроуправляемых задвижек, устройств дистанционного управления регуляторов давления газа)	-	+	*	-
4 Управление				
отключающими устройствами	-	+	*	*
настройкой регуляторов давления газа	-	*	-	-
устройствами ограничения подачи	-	-	*	-
телефонной связью	+	*	*	*
двусторонним телевызовом	+	+	+	*
передачей команд-инструкций	-	-	*	-

*Примечание* — Знак "+" — функция нормируется; знак "-" — функция не нормируется; знак "\*" — функция нормируется при обосновании необходимости.

**М.13** Выходные сигналы средств восприятия и преобразования информации должны соответствовать ГОСТ 26.011 и ГОСТ 26.013.

**М.14** Измерение, обработка, передача, хранение и отображение информации должны, как правило, обеспечиваться СИА класса управляющих

вычислительных телемеханических комплексов, включающих средства вычислительной техники по ГОСТ 21552 и устройства телемеханики по ГОСТ 26.205.

**М.15** УВТК по быстрдействию должны соответствовать 2-й группе, по точности — классу

1,5, по достоверности — категории 3 и по надежности — группе 2 по ГОСТ 26.205, либо иметь лучшие характеристики.

**М.16** По устойчивости к воздействию климатических факторов УВТК на пункте управления должны соответствовать 2-й группе ГОСТ 21552 для средств вычислительной техники и группе В1 по ГОСТ 26.205 для устройств телемеханики, а на контролируемом пункте — группе В3 или В4 по ГОСТ 26.205.

**М.17** Телепередачу информации следует осуществлять по телемеханической сети произвольной многоточечной структуры с дальностью действия не менее 25 км. Допускается использование иерархической телемеханической сети.

**М.18** При использовании для передачи информации каналов (телефонных или радио) Минсвязи РБ параметры линейных цепей технических средств, сопрягаемых с этими каналами, должны соответствовать нормативным документам Минсвязи РБ, при использовании ведом-

ственных каналов связи параметры линейных цепей устанавливаются в технических условиях, утвержденных в установленном порядке на конкретное техническое средство.

**М.19** Использование коммутируемых каналов связи допускается для УВТК с децентрализованной (на КП) обработкой и хранением информации, при этом для приема аварийных сигналов на ПУ должен выделяться отдельный телефонный номер.

**М.20** Средства использования информации должны обеспечивать отключение (включение) подачи газа и настройку регуляторов давления в соответствии с требованиями настоящих норм.

Для управления отключающими устройствами должны применяться дистанционно управляемые задвижки или предохранительные запорные клапаны, а для управления настройкой регуляторов давления газа — переключаемые или плавно перенастраиваемые регуляторы управления, при этом на ГРП низкого давления перенастройка должна осуществляться с установкой не менее трех уровней выходного давления.

**М.21** Допускается использование технических средств, обеспечивающих оперативное управление инженерными сетями другого назначения, а также вычислительных центров и сетей передачи данных коллективного пользования, если при этом обеспечиваются требуемые надежность и быстрдействие выполнения функций ТМ и АСУ ТП.

#### **Помещения**

**М.22** Пункт управления следует размещать в помещениях, обеспечивающих оптимальные условия эксплуатации аппаратуры и комфортные условия работы диспетчерского персонала.

При проектировании строительной части ПУ следует руководствоваться указаниями СНиП 2.09.04, СНиП 2.04.09, СН 512.

**М.23** При проектировании ПУ следует предусматривать устройство:

- резервного ввода электроснабжения от отдельной трансформаторной подстанции с автоматическим включением резерва или резервного источника постоянного тока (аккумуляторной установки с автоматическим подзарядом) с автоматическим подключением к резерву;
- отопления и приточно-вытяжной вентиляции;
- защиты диспетчерского и аппаратного зала от проникания пыли;
- акустического благоустройства диспетчерского зала;
- подпольных каналов сечением не менее 10х30 см или фальшполов, обеспечивающих прокладку кабельных коммуникаций.

**М.24** ПУ рекомендуется оборудовать диспетчерскими телефонными станциями, внутренней сигнализацией, переговорными устройствами и аппаратурой для звукозаписи телефонных сообщений.

**М.25** Контролируемые пункты, оборудуемые на ГРС, ГРП, и пункты учета расхода газа систем газоснабжения, должны иметь аппаратные помещения площадью не менее 4 м<sup>2</sup>.

Для размещения технических средств АСУ ТП допускается использовать наружные аппаратные киоски, а также приспособленные помещения производственных зданий.

Аппаратные помещения должны отвечать требованиям, предъявляемым к помещениям КИП в ГРП.

#### Список используемой литературы

- [1] РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
- [2] НПБ 2-97 Нормы пожарной безопасности Республики Беларусь при строительстве крышных котельных
- [3] РД 50-213-80 Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами.