ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СОВЕТА МИНИСТРОВ СССР
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА
(ГОССТРОЙ СССР)

СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА

Часть II, раздел Г

Глава 13

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ НАРУЖНЫЕ СЕТИ И СООРУЖЕНИЯ

НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

СНиП II-Г.13-66

Заменен СНиП II-37-76
с 1/I-1977 г.
Постановлением Госстроя СССР
№ 108 от 14/VII-1976 г.
– БСТ 8-77, с. 9.

Москва — 1967

gost.e-ecolog.ru

Издание официальное

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СОВЕТА МИНИСТРОВ СССР
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА
(ГОССТРОЙ СССР)

СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА

Часть II, раздел Г

Глава 13

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ НАРУЖНЫЕ СЕТИ И СООРУЖЕНИЯ

НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

СНиП II-Г.13-66

Утверждены
Государственным комитетом Совета Министров СССР
по делам строительства
14 сентября 1966 г.

ИЗДАТЕЛЬСТВО ЛИТЕРАТУРЫ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ
Москва — 1967

УДК 622.691.4(083.75)

Глава СНиП II-Г.13-66 «Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Нормы проектирования» разработана Государственным научно-исследовательским и проектным институтом Гипрониигаз Министерства коммунального хозяйства РСФСР при участии институтов Мосгазпроект Мосгорисполкома, ЦНИИЭП инженерного оборудования Государственного комитета по гражданскому строительству и архитектуре при Госстрое СССР, Ленгипроинжпроект Ленгорисполкома, Укргипрогорпромгаз Министерства коммунального хозяйства УССР и Южниигипрогаз Министерства газовой промышленности.

С введением в действие настоящей главы утрачивает силу глава СНиП II-Г.13-62 «Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Нормы проектирования».

Редакторы — *инженеры А. М. КОШКИН* (Госстрой СССР), *М. С. КУПРИЯНОВ* и *Ф. А. ПАВЛЮК* (Гипрониигаз МКХ РСФСР)

3-2-4

План I кв. 1967 г., № 1/5

Государственный комитет Совета Министров СССР по делам строительства (Госстрой СССР)	Строительные нормы и правила	СНиП II-Г.13-66
	Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Нормы проектирования.	Взамен главы СНиП II-Г.13-62

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Нормы и правила настоящей главы распространяются на проектирование наружных газовых сетей и сооружений, предназначенных для газоснабжения жилых и общественных зданий и промышленных предприятий, расположенных в городах и других населенных пунктах, природными, искусственными, сжиженными углеводородными и смешанными газами с давлением до 12 *кгс/см*^{2}, используемыми в качестве топлива.

1.2. Нормы и правила настоящей главы не распространяются на проектирование:

а) технологических газопроводов и сооружений предприятий химической, нефтеперерабатывающей, металлургической и других отраслей промышленности;

б) газопроводов с давлением газа более 12 *кгс/см*^{2};

в) газопроводов из неметаллических труб;

г) газопроводов для транспортирования сжиженных углеводородных газов в жидкой фазе.

1.3. При проектировании газопроводов из неметаллических труб, магистральных газопроводов и газораспределительных станций следует руководствоваться требованиями соответствующих глав СНиП и дополнительными требованиями специальных указаний (например, по технике безопасности и т. п.).

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

1.4. При проектировании наружных газовых сетей и сооружений, предназначенных для газоснабжения жилых и общественных зданий и промышленных предприятий в городах и других населенных пунктах следует кроме требований настоящей главы руководствоваться:

а) главой СНиП I-Г.9-66 «Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Материалы, арматура и детали»;

б) главой СНиП III-Г.7-66 «Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Правила организации и производства работ. Приемка в эксплуатацию»;

в) главой СНиП II-Г.12-65 «Газоснабжение. Газораздаточные станции. Баллонные и резервуарные установки сжиженного газа. Нормы проектирования», если предусматривается газоснабжение сжиженными углеводородными газами;

г) «Правилами безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзора СССР;

д) соответствующими нормативными документами в тех случаях, когда строительство осуществляется в зонах распространения вечномерзлых грунтов, в районах с сейсмичностью выше 6 баллов, на подрабатываемых территориях, на просадочных грунтах и других особых условиях строительства.

1.5. В проектах систем газоснабжения следует предусматривать применение оборудования, материалов, приборов и арматуры, серийно выпускаемых промышленностью, по ГОСТам или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

При выборе материалов, оборудования, приборов и арматуры, применяемых для газовых сетей и сооружений (трубы, фасонные части и др.), следует руководствоваться требованиями главы СНиП I-Г.9-66 «Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Материалы, арматура и детали», учитывая при этом требования «Технических правил по экономному расходованию металла, леса и цемента и по рациональному применению сборных железобетонных и металлических конструкций в строительстве» (ТП 101-65).

В проектах и спецификациях систем газоснабжения должны быть указаны марки ста-

Внесены Министерством коммунального хозяйства РСФСР	Утверждены Государственным комитетом Совета Министров СССР по делам строительства 14 сентября 1966 г.	Срок введения 1 июля 1967 г.

ли, способы выплавки и раскисления стали, используемой на изготовление труб по соответствующим ГОСТам на сталь, ГОСТам на трубы, а также ГОСТы, технические условия или нормали на оборудование, арматуру и приборы.

Примечания: 1. Применение новых и опытных образцов материалов, газового оборудования и приборов допускается по рекомендациям организаций, разработавших эти материалы, оборудование и приборы. Указанные рекомендации должны быть утверждены в установленном порядке и согласованы с органами Госгортехнадзора и организациями, ведающими эксплуатацией газового хозяйства.

2. Применение импортных материалов и оборудования допускается, если они отвечают требованиям главы СНиП I-Г.9-66 «Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Материалы, арматура и детали».

1.6. Технические решения наружных газовых сетей и сооружений систем газоснабжения должны выбираться, в необходимых случаях, на основе сопоставления показателей конкурентно-способных вариантов этих решений.

1.7. Наружные газовые сети и сооружения следует проектировать с учетом необходимости максимальной индустриализации строительно-монтажных работ, за счет применения сборных конструкций из стандартных и типовых элементов и деталей, изготовляемых на заводах и в заготовительных мастерских и требований главы СНиП III-Г.7-66 «Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Правила организации и производства работ. Приемка в эксплуатацию».

Типоразмеры оборудования, приборов и отдельных конструктивных элементов, предусматриваемые в проектах газоснабжения, должны быть унифицированы.

Примечание. При разработке проектов следует учитывать возможность получения необходимого оборудования, приборов и материалов для систем газоснабжения в районе строительства.

1.8. Газы, используемые в качестве топлива для газоснабжения городов и других населенных пунктов и промышленных предприятий, должны отвечать требованиям ГОСТ 5542—50* «Газ для коммунально-бытового потребления. Технические условия» и ГОСТ 10196—62 «Газы углеводородные, сжиженные, топливные».

Газ, не очищенный от сернистых соединений, может использоваться в качестве топлива при условии выполнения требований п. 1.8 главы СНиП II-Г.11-66 «Газоснабжение. Внутренние устройства. Нормы проектирования».

1.9. При проектировании сооружений на газовых сетях (например, газорегуляторных пунктов, опор, колодцев, конденсатосборников, установок по защите газопроводов от электрокоррозии и др.) следует предусматривать применение типовых проектов и нормалей на эти сооружения.

1.10. В проектах должны быть даны указания о необходимости проведения при вводе системы газоснабжения в эксплуатацию пусконаладочных работ по регулировке системы на рабочие параметры, указанные в проекте.

1.11. Порядок проектирования, состав и объем проектной документации наружных газовых сетей и сооружений должны соответствовать требованиям действующих инструкций Госстроя СССР по составлению проектов и смет по строительству.

2. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И НОРМЫ ДАВЛЕНИЙ ГАЗА

2.1. При разработке проектов газоснабжения жилых и общественных зданий, коммунальных и промышленных предприятий, расположенных в городах и других населенных пунктах, следует предусматривать применение как систем централизованной подачи газа по наружным газовым сетям в соответствии с требованиями настоящей главы, так и местных систем газоснабжения, рассматриваемых в главе СНиП II-Г.12-65 «Газоснабжение. Газораздаточные станции. Баллонные и резервуарные установки сжиженного газа. Нормы проектирования».

Область применения той или другой системы подачи газа следует устанавливать в проекте газоснабжения на основании технико-экономических обоснований, а также учета местных условий.

В системах газоснабжения надлежит принимать следующие категории давления газа:

низкое — при давлении газа не более 0,05 *кгс/см*^{2};

среднее — при давлении газа более 0,05 до 3 *кгс/см*^{2};

высокое — при давлении газа более 3 до 6 *кгс/см*^{2};

высокое — при давлении газа более 6 до 12 *кгс/см*^{2}.

2.2. При централизованном газоснабжении могут применяться следующие системы распределения газа:

а) одноступенчатые, с подачей газа потребителям только по газопроводам одного, как правило, низкого давления;

б) двухступенчатые, с подачей газа потребителям по газопроводам двух давлений —

среднего и низкого или высокого до 6 *кгс/см²* и низкого;

в) трехступенчатые, с подачей газа потребителям по газопроводам трех давлений — высокого до 6 *кгс/см²*, среднего и низкого;

г) многоступенчатые, при которых распределение газа осуществляется газопроводами четырех давлений: высокого до 12 *кгс/см²*, высокого до 6 *кгс/см²*, среднего и низкого.

Связь между газопроводами различных давлений, входящими в систему газоснабжения, должна осуществляться только через газорегуляторные пункты.

2.3. Выбор системы распределения газа следует производить в зависимости от размеров и планировки города или другого населенного пункта, использования газа, размещения бытовых и промышленных потребителей, размеров газопотребления, расположения источников газоснабжения (газораспределительных станций, газовых заводов) и физико-химических параметров газа. Принятое решение должно быть технико-экономически обосновано.

2.4. Газораспределительные станции магистральных газопроводов должны располагаться, как правило, вблизи газоснабжаемого объекта (города, населенного пункта, предприятия), но не ближе расстояний, определенных в соответствии с требованиями главы СНиП II-Д.10-62 «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».

Выбор мест размещения газораспределительных станций должен производиться организацией, разрабатывающей проект системы газоснабжения, с участием организации, разрабатывающей проект магистрального газопровода.

3. РАСЧЕТНЫЕ РАСХОДЫ ГАЗА

ГОДОВЫЕ РАСХОДЫ ГАЗА

3.1. Годовые расходы газа для каждой категории потребителей должны определяться на конец расчетного периода с учетом перспективы развития объектов — потребителей газа.

Продолжительность расчетного периода уточняется на основании плана перспективного развития объектов — потребителей газа с участием генерального проектировщика, разрабатывающего проект планировки и застройки города (населенного пункта) или промышленного предприятия и проектной организации, разрабатывающей проект газоснабжения.

При проектировании необходимо определять очередность строительства с учетом лимита на газ, установленного планирующими органами на расчетные периоды.

3.2. Годовые расходы газа на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды в жилых и общественных зданиях, детских и лечебных учреждениях, учебных заведениях, предприятиях общественного питания и объектов коммунально-бытового назначения (бани, прачечные, хлебопекарни и др.) следует определять по нормам расхода газа, приведенным в табл. 1.

Таблица 1

Нормы расхода газа (в тепловых единицах) на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды

№ п/п	Назначение расходуемого газа	Единица измерения	Расход газа в тыс. *ккал*
	I. Жилые здания		
1	На приготовление пищи (при наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения)	На 1 человека в год	640
2	На приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных нужд без стирки белья (при наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя)	То же	810*
3	На приготовление пищи и горячей воды для хозяйственных и санитарно-гигиенических нужд без стирки белья (при наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя)	»	1270
4	На стирку белья в домашних условиях	На 1 *т* сухого белья	2100
	II. Детские учреждения		
5	Детские ясли:		
	а) на приготовление пищи	На 1 ребенка в год	490

Продолжение табл. 1

№ п/п	Назначение расходуемого газа	Единица измерения	Расход газа в тыс. *ккал*
	б) на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд (без стирки белья)	На 1 ребенка в год	430
6	Детские сады:		
	а) на приготовление пищи	То же	570
	б) на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд (без стирки белья)	»	320
	III. Учреждения здравоохранения		
7	Больницы и родильные дома:		
	а) на приготовление пищи	На 1 койку в год	760
	б) на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебные процедуры (без стирки белья)	То же	2200
8	Поликлиники: на лечебные процедуры (без стирки белья)	На 1 посетителя в год	20
	IV. Школы и специальные учебные заведения		
9	Школы, вузы и техникумы: на подогрев завтраков и лабораторные нужды	На 1 обучающегося в год	40
10	Учебные заведения трудовых резервов и школы-интернаты: на лабораторные нужды, приготовление пищи и горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд	То же	700
11	Общежития высших и средних специальных учебных заведений: на приготовление пищи и горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд	»	500
	V. Коммунально-бытовые предприятия и учреждения		
12	Гостиницы:		
	а) без ресторанов, с ваннами во всех номерах	На 1 место в год	1200
	б) без ресторанов, с ваннами до 25% номеров	То же	850
13	Прачечные.		
	Стирка белья:		
	а) в немеханизированных прачечных	На 1 *т* сухого белья	2100
	б) в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами	То же	3000
	в) в механизированных прачечных, включая сушку и глаженье белья	»	4800
14	Дезкамеры. Дезинфекция белья и одежды:		
	а) в паровых дезкамерах	»	535
	б) в огневых дезкамерах	»	300
15	Бани:		
	а) мытье без ванн	На 1 помывку	9
	б) мытье в ваннах	»	12
	VI. Предприятия общественного питания		
16	Приготовление пищи в общественных столовых и ресторанах:		
	а) приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности столовых и ресторанов)	На 1 обед	1
	б) приготовление завтраков или ужинов	На 1 завтрак или ужин	0,5
	VII. Хлебопекарные и кондитерские предприятия		
17	Выпечка хлебобулочных и кондитерских изделий:		
	а) хлеба формового	На 1 *т* изделий	420
	б) хлеба подового	То же	1090
	в) батонов, булок, сдобы	»	950
	г) кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья и т. п.)	»	1450

* При газоснабжении сжиженными углеводородными газами норму расхода газа принимать 710 тыс. *ккал*.

Годовые расходы газа на хозяйственно-бытовые нужды мелких промышленных предприятий и предприятий бытового обслуживания населения (ателье, мастерские, парикмахерские, магазины и др.) могут приниматься в размере до 10% от суммарного расхода газа потребителями, указанными в разделах I—V табл. 1.

3.3. Годовые расходы газа на технологические нужды промышленных предприятий определяются по действующим удельным нормам расхода топлива и объему выпускаемой продукции или по данным фактического топливопотребления с поправкой на изменение к. п. д. оборудования и приборов при работе на газовом топливе.

3.4. Годовые расходы газа на нужды отопления и вентиляции для всех категорий потребителей следует определять в соответствии с указаниями глав СНиП II-Г.7-62 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Нормы проектирования» и II-Г.10-62 «Тепловые сети. Нормы проектирования».

ЧАСОВЫЕ РАСХОДЫ ГАЗА

3.5. Система распределения газа должна рассчитываться на максимальный часовой расход, определяемый по совмещенному суточному графику потребления газа всеми потребителями.

3.6. Расчетный часовой расход газа $Q_{р.ч}$ в *нм³/ч* (при 0° С и давлении газа 760 *мм рт. ст.*) на хозяйственно-бытовые и коммунальные нужды рекомендуется определять, как долю годового расхода газа по формуле

$$Q_{р.ч} = k_m Q_{год}, \qquad (1)$$

где k_m — коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа);

$Q_{год}$ — годовой расход газа в *нм³/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 для городов и других населенных пунктов в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, приведены в табл. 2, а для коммунально-бытовых потребителей — в табл. 3.

Таблица 2

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа (без отопления) для городов и других населенных пунктов в зависимости от численности населения, снабжаемого газом

Число жителей, снабжаемых газом, в тыс. чел.	Коэффициент часового максимума k_m
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 и более	1/3700

Таблица 3

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа для коммунально-бытовых предприятий

Наименование предприятия	Коэффициент часового максимума k_m в пределах
Бани	1/1600—1/2300
Прачечные	1/2300—1/3000
Больницы	1/2500—1/3000
Гостиницы	1/1800—1/2200
Предприятия общественного питания	1/1800—1/2200

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

3.7. Расчетный часовой расход газа на технологические и отопительные нужды промышленных предприятий следует определять как долю годового расхода топлива по формуле (1) с применением коэффициентов часового максимума и поправкой на изменение к. п. д. оборудования и приборов при работе на газовом топливе.

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа для промышленных предприятий устанавливаются при проектировании на основании данных о характере производства и режимах топливопотребления (с составлением совмещенного суточного графика) для каждого предприятия в отдельности.

Для промышленных предприятий, строительство и ввод в эксплуатацию которых пре-

дусматривается в течение расчетного периода, расчетные часовые расходы газа принимаются по данным проектов этих предприятий, а при отсутствии проектной документации — на основании данных о планируемой мощности предприятий и укрупненных показателей расхода топлива аналогичными предприятиями.

3.8. В том случае, когда известны количество и типы устанавливаемых газовых приборов, расчетный часовой расход газа $Q_р$ в *нм³/ч* следует определять по сумме номинальных расходов газа устанавливаемыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле

$$Q_р = \sum_{i=1}^{m} k_о q_i n_i, \qquad (2)$$

где $\sum_{i=1}^{m}$ — сумма произведений величин $k_о$, q_i и n_i от 1 до m;

$k_о$ — коэффициент одновременности для однотипных приборов или групп приборов;

q_i — номинальный расход газа прибором или группой приборов в *нм³/ч*;

n_i — количество однотипных приборов или групп приборов;

m — количество типов приборов или групп приборов.

Значение коэффициента одновременности $k_о$ для жилых зданий в зависимости от количества газоснабжаемых квартир, типов и количества устанавливаемых в них газовых приборов следует принимать по табл. 4.

Таблица 4

Значения коэффициента одновременности $k_о$ для жилых зданий в зависимости от количества газоснабжаемых квартир, типов и количества установленных газовых приборов

Количество квартир	Тип и количество установленных приборов					
	плита 4-конфорочная	плита 2-конфорочная	плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	плита 4-конфорочная и емкостный водонагреватель	плита 2-конфорочная и емкостный водонагреватель
1	1	1	0,72	0,75	1	1
2	0,65	0,84	0,46	0,48	0,59	0,71
3	0,45	0,73	0,35	0,37	0,42	0,55
4	0,35	0,59	0,31	0,325	0,34	0,44
5	0,29	0,48	0,28	0,29	0,287	0,38
6	0,28	0,41	0,26	0,27	0,274	0,34
7	0,27	0,36	0,25	0,26	0,263	0,3
8	0,265	0,32	0,24	0,25	0,257	0,28
9	0,258	0,289	0,23	0,24	0,249	0,26
10	0,254	0,263	0,22	0,23	0,243	0,25
11	0,25	0,258	0,21	0,22	0,237	0,245
12	0,245	0,254	0,207	0,215	0,232	0,24
13	0,243	0,249	0,2	0,21	0,229	0,236
14	0,241	0,245	0,195	0,205	0,226	0,231
15	0,24	0,242	0,19	0,2	0,223	0,228
20	0,235	0,23	0,181	0,19	0,217	0,222
25	0,233	0,221	0,178	0,185	0,215	0,219
30	0,231	0,218	0,176	0,184	0,213	0,216
35	0,229	0,215	0,174	0,183	0,211	0,213
40	0,227	0,213	0,172	0,18	0,209	0,211
45	0,225	0,212	0,171	0,179	0,206	0,208
50	0,223	0,211	0,17	0,178	0,205	0,205
60	0,22	0,207	0,166	0,175	0,202	0,202
70	0,217	0,205	0,164	0,174	0,199	0,199
80	0,214	0,204	0,163	0,172	0,197	0,198
90	0,212	0,203	0,161	0,171	0,195	0,196
100	0,21	0,202	0,16	0,17	0,193	0,196
400	0,18	0,17	0,13	0,14	0,15	0,152

Продолжение табл. 4

Примечания: 1. Для коммунальных квартир, кухни которых укомплектованы более чем одним однотипным прибором, расчетные расходы газа следует определять, считая, что приборы одной квартиры работают с таким же коэффициентом одновременности, как если бы этими приборами было оборудовано несколько квартир, каждая из которых укомплектована одним прибором данного типа.

2. Для квартир, оборудованных газовой бытовой плитой (2- или 4-конфорочной) и отопительными печами, коэффициент одновременности принимается как для квартир, оборудованных такой же плитой и емкостным водонагревателем.

3.9. Номинальные часовые расходы газа газовыми приборами и газогорелочными устройствами следует принимать по паспортным данным или по техническим характеристикам приборов.

Ориентировочные данные о номинальных расходах газа наиболее распространенными газовыми приборами коммунально-бытового назначения приведены в табл. 3 главы СНиП II-Г.11-66 «Газоснабжение. Внутренние устройства. Нормы проектирования».

3.10. Расчетные часовые расходы газа на отопление и вентиляцию следует определять в соответствии с указаниями глав СНиП II-Г.7-62 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. Нормы проектирования» и II-Г.10-62 «Тепловые сети. Нормы проектирования».

3.11. Расчетный расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих попутные расходы газа, следует определять как сумму расхода транзитного и попутного газов с коэффициентом 0,5.

4. ГАЗОПРОВОДЫ

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

4.1. Требования настоящего раздела распространяются на проектирование наружных сетей газопроводов от газораспределительных станций, газорегуляторных пунктов, газовых заводов и др. до потребителей газа, включая вводы газопроводов в отдельные здания и сооружения с отключающими устройствами на вводах.

4.2. Наружные сети газопроводов по назначению подразделяются на:

а) распределительные газопроводы, идущие от газораспределительных станций, газорегуляторных пунктов, газовых заводов и др. (включая внутриквартальные газопроводы и газопроводы на территории промышленных предприятий), от которых предусматриваются газопроводы для ввода газа в отдельные здания и сооружения;

б) газопроводы для ввода газа в отдельные здания и сооружения.

4.3. Газопроводы в зависимости от максимального рабочего давления газа в них подразделяются на следующие категории:

а) газопроводы низкого давления — с давлением газа не более 0,05 *кгс/см²*;

б) газопроводы среднего давления — с давлением газа более 0,05 до 3 *кгс/см²*;

в) газопроводы высокого давления — с давлением газа более 3 до 6 *кгс/см²*;

г) газопроводы высокого давления — с давлением газа более 6 до 12 *кгс/см²*.

Примечание. Для газопроводов низкого давления при подаче искусственного газа устанавливается давление до 0,02 *кгс/см²*, природного — до 0,03 *кгс/см²*, сжиженного — до 0,04 *кгс/см²*. Допускается увеличение давления газа до 0,05 *кгс/см²* в газопроводах низкого давления при установке у бытовых и коммунально-бытовых потребителей индивидуальных или групповых регуляторов — стабилизаторов давления.

4.4. Распределительные газопроводы предназначаются:

а) газопроводы низкого давления — для газоснабжения жилых и общественных зданий, а также мелких коммунально-бытовых и промышленных потребителей;

б) газопроводы среднего и высокого давления с давлением газа до 6 *кгс/см²* — для питания распределительных газопроводов низкого и среднего давления (через газорегуляторные пункты), а также промышленных и коммунально-бытовых предприятий (через местные газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки);

в) газопроводы высокого давления с давлением газа более 6 до 12 *кгс/см²* — для подачи газа к городским газорегуляторным пунктам, местным газорегуляторным пунктам крупных предприятий, а также предприятиям, технологические процессы которых требуют применения газа высокого давления от 6 до 12 *кгс/см²*.

4.5. Соединение стальных труб наружных газопроводов следует предусматривать на сварке.

При этом необходимо учитывать, что сварные стыки газопроводов подлежат проверке физическими методами контроля в соответствии с требованиями главы СНиП III-Г.7-66 «Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Правила организации и производства работ. Приемка в эксплуатацию».

Фланцевые соединения допускается предусматривать для установки задвижек, кранов и другой арматуры.

Материал прокладок для фланцевых соединений газопроводов следует устанавливать проектом в соответствии с требованиями главы СНиП I-Г.9-66 «Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Материалы, арматура и детали».

4.6. Применение резьбовых соединений на наружных газопроводах допускается предусматривать только в следующих случаях:

а) при установке кранов, пробок и муфт на сборниках конденсата и гидрозатворах;

б) на надземных вводах газопроводов низкого давления в местах установки запорной арматуры;

в) для присоединения контрольно-измерительных приборов.

Применение резьбовых соединений для подземных газопроводов на все давления газа не допускается.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ГАЗОПРОВОДОВ

4.7. Диаметры распределительных газопроводов, а также вводов должны определяться гидравлическим расчетом из условия обеспечения нормального газоснабжения всех потребителей в часы максимального газопотребления и быть по условному проходу не менее 50 *мм* для распределительных уличных газо-

проводов и не менее 25 *мм* — для внутриквартальных газопроводов и вводов.

Выбор диаметра труб по ГОСТам следует производить с учетом ограничительного сортамента труб. Толщину стенок труб следует определять расчетом, при этом толщины стенок труб подземных газопроводов должны быть не менее 3 *мм*, надземных — не менее 2 *мм*.

4.8. Гидравлические режимы работы распределительных газопроводов среднего и высокого давлений должны приниматься из условий создания при максимально допустимых перепадах давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок, а также работы горелок коммунальных и промышленных потребителей в допускаемых диапазонах давлений.

4.9. Расчетный (допустимый) перепад давления в газопроводах низкого давления должен приниматься, исходя из допустимых колебаний тепловых нагрузок бытовых газовых приборов. Номинальные давления газа перед бытовыми газовыми приборами должны соответствовать указанным в табл. 1 главы СНиП II-Г.11-66 «Газоснабжение. Внутренние устройства. Нормы проектирования».

В зависимости от принятых в проекте номинальных давлений газа перед бытовыми газовыми приборами рекомендуется устанавливать следующие максимальные давления газа в распределительных газопроводах после газорегуляторных пунктов:

а) 300 *мм вод. ст.* — при номинальном давлении газа у газовых приборов 200 *мм вод. ст.*;

б) 200 *мм вод. ст.* — при номинальном давлении газа у газовых приборов 130 *мм вод. ст.*

4.10. Распределение расчетного перепада давления в сетях низкого давления между уличными распределительными газопроводами, дворовыми газопроводами (внутрикварт-

Таблица 5

Расчетные перепады давления в *мм вод. ст.* в наружных газопроводах низкого давления и их распределение между уличными, дворовыми и домовыми сетями

№ п/п	Используемый газ	Суммарный перепад давления от газорегуляторного пункта до наиболее удаленного прибора	В том числе на сеть		Распределение перепада давления между дворовой и домовой сетью при застройке			
					многоэтажной		одноэтажной	
			уличную	дворовую и домовую	на сеть			
					дворовую	домовую	дворовую	домовую
1	Природный чисто газовых и газонефтяных месторождений, смеси сжиженных углеводородных газов с воздухом и другие газы с низшей теплотой сгорания 8000—10 000 *ккал/нм*³ при номинальном давлении газа перед бытовыми газовыми приборами 200 *мм вод. ст.* . . .	180	120	60	25	35	35	25
2	То же, при номинальном давлении газа перед бытовыми газовыми приборами 130 *мм вод. ст.*	115	80	35	10	25	20	15
3	Искусственный и смешанный с низшей теплотой сгорания 3500—4500 *ккал/нм*³ при номинальном давлении газа перед бытовыми газовыми приборами 130 *мм вод. ст.*	115	80	35	10	25	20	15

Примечание. При газоснабжении вновь газифицируемых городов, поселков или их микрорайонов, а также районов новой застройки газами чисто газовых и газонефтяных месторождений, смесями сжиженных углеводородных газов с воздухом и другими газами с низшей теплотой сгорания 8000—10 000 *ккал/нм*³ рекомендуется в проектах принимать номинальное давление газа перед бытовыми газовыми приборами 200 *мм вод. ст.* Номинальное давление газа перед бытовыми газовыми приборами 130 *мм вод. ст.* допускается принимать для ранее газифицированных городов, поселков или их микрорайонов с уже сложившимися системами газоснабжения с указанным номинальным давлением газа у бытовых газовых приборов.

тальные газопроводы и вводы) и внутренними (домовые) газопроводами следует производить, руководствуясь данными, приведенными в табл. 5.

4.11. При проектировании систем газоснабжения сжиженным газом от групповых баллонных установок перепады давлений в распределительных газопроводах, вводах и внутренних газопроводах (сетях) следует принимать по поз. 1 табл. 5. В тех случаях, когда газоснабжение сжиженным газом является временным (с последующим переводом на снабжение природным газом), сеть должна проектироваться из условий возможности ее использования в будущем на природном газе, т. е. расчет сети должен производиться в этих случаях для природного газа (соответственно по поз. 1 или поз. 2 данной таблицы), количество которого определяется как эквивалентное (по теплоте сгорания) расчетному расходу в $нм^3$ сжиженного газа.

4.12. Гидравлический расчет газопроводов низкого давления следует производить по формуле

$$H = 64\lambda \frac{Q^2}{d^5} \gamma l, \qquad (3)$$

где H — потери давления в $кгс/м^2$;
λ — коэффициент гидравлического сопротивления;
Q — расход газа в $нм^3/ч$;
d — внутренний диаметр газопровода в $см$;
γ — удельный вес газа в $кгс/нм^3$ при температуре 0° С и давлении 760 *мм рт. ст.*;
l — расчетная длина газопровода в $м$.

В зависимости от режима движения газа по газопроводу и соответствующих коэффициентов гидравлического сопротивления для расчета газопроводов низкого давления рекомендуются следующие формулы:

а) для ламинарного режима движения газа, характеризуемого числом Рейнольдса $Re \leqslant 2000$ и $\lambda = \frac{64}{Re}$

$$H = 115\,420 \frac{Q}{d^4} \nu \gamma l, \qquad (4)$$

где ν — коэффициент кинематической вязкости газа в $м^2/сек$ при температуре 0° С и давлении 760 *мм рт. ст.*;

б) для критического режима при $Re = 2000 \div 4000$ и $\lambda = 0{,}0025 \sqrt[3]{Re}$

$$H = 0{,}0526 \frac{Q^{2{,}333}}{d^{5{,}333} \nu^{0{,}333}} \gamma l; \qquad (5)$$

в) для турбулентного режима при $Re > 4000$ и $\lambda = 0{,}11 \left(\frac{k_э}{d} + \frac{68}{Re}\right)^{0{,}25}$

$$H = 7 \left(\frac{k_э}{d} + 1922 \frac{\nu d}{Q}\right)^{0{,}25} \frac{Q^2}{d^5} \gamma l, \qquad (6)$$

где $k_э$ — эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы в *см*.

4.13. Гидравлический расчет газопроводов среднего и высокого давления во всей области турбулентного режима движения газа следует производить по формуле

$$\frac{P_н^2 - P_к^2}{l} = 1{,}45 \cdot 10^{-3} \left(\frac{k_э}{d} + 1922 \frac{\nu d}{Q}\right)^{0{,}25} \frac{Q^2}{d^5} \gamma, \qquad (7)$$

где $P_н$ — абсолютное давление газа в начале газопровода в $кгс/см^2$;
$P_к$ — абсолютное давление газа в конце газопровода в $кгс/см^2$.

Примечание. Величину эквивалентной абсолютной шероховатости внутренней поверхности стенок $k_э$ для стальных труб следует принимать равной 0,01 *см*.

4.14. При гидравлических расчетах газопроводов рекомендуется пользоваться таблицами и номограммами, разработанными на основании формул, приведенных в пп. 4.12 и 4.13.

4.15. Потери давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) рекомендуется учитывать путем увеличения расчетной длины газопроводов на 5—10%.

На участках небольшой протяженности со сложной конфигурацией потери давления в сети газопроводов следует определять в соответствии с указаниями п. 6.8 главы СНиП II-Г.11-66 «Газоснабжение. Внутренние устройства. Нормы проектирования».

4.16. При расчете газопроводов низкого давления, прокладываемых в условиях резко выраженного переменного рельефа местности, следует учитывать гидростатический напор, определяемый по формуле

$$H_г = \pm z(\gamma_в - \gamma_г), \qquad (8)$$

где $H_г$ — гидростатический напор (изменение давления газа при изменении высоты положения газопроводов) в $кгс/м^2$;
z — разность геометрических отметок газопровода в $м$;

$\gamma_в$ — удельный вес воздуха в *кгс/нм*³ при температуре 0° С и давлении 760 *мм рт. ст.*;

$\gamma_г$ — удельный вес газа в *кгс/нм*³ при температуре 0° С и давлении 760 *мм рт. ст.*

Примечание. Знак (+) относится к более высоким отметкам, знак (—) к более низким отметкам газопровода по отношению к исходной плоскости.

4.17. Гидравлический расчет кольцевых сетей газопроводов должен выполняться с увязкой давлений газа в узловых точках расчетных колец при максимальном использовании расчетного перепада давления газа. Невязка потерь давления в кольце допускается до 10%.

ПРОКЛАДКА ГАЗОПРОВОДОВ

4.18. Прокладка газопроводов для подачи газа объектам-потребителям независимо от их назначения и давления газа должна предусматриваться, как правило, по проездам городов и других населенных пунктов и по территориям промышленных предприятий.

4.19. На территории городов и других населенных пунктов все газопроводы независимо от их назначения и давления газа должны, как правило, укладываться в грунт.

На территориях промышленных и коммунально-бытовых предприятий рекомендуется применять преимущественно надземную прокладку газопроводов.

Прокладка внутриквартальных (дворовых) надземных газопроводов по жилым кварталам на опорах и по фасадам проектируемых и существующих жилых и общественных зданий, а также устройство открытых цокольных вводов допускается по согласованию с органами архитектурного надзора.

Для продувки газопроводов и сброса конденсата при цокольных вводах допускается установка пробок. Пробки могут устанавливаться только снаружи здания. Диаметр пробки должен быть не более 25 *мм*.

Примечание. При проектировании наружных газопроводов сжиженных газов следует дополнительно руководствоваться главой СНиП II-Г.12-65 «Газоснабжение. Газораздаточные станции. Баллонные и резервуарные установки сжиженного газа. Нормы проектирования».

4.20. Прокладку наружных газопроводов по улицам и кварталам рекомендуется предусматривать в технической зоне или полосе зеленых насаждений, избегая по возможности прокладки газопроводов по проездам с усовершенствованными дорожными покрытиями.

4.21. Прокладку распределительных газопроводов транзитом через территории предприятий, складов и т. п. (при отсутствии возможности иной прокладки) допускается предусматривать для газопроводов с давлением газа до 6 *кгс/см*² при условии обеспечения постоянного доступа на эти территории работников служб эксплуатации.

По трассе газопровода, проходящего по территории предприятия или склада, должна быть выделена полоса отвода шириной не менее 2 *м*, на которой не допускается складирование материалов и оборудования, а также размещение временных сооружений.

4.22. Вводы газопроводов в цехи промышленных и коммунальных предприятий должны предусматриваться непосредственно в помещение, где находятся агрегаты, использующие газ, или в смежное с ним помещение, при условии соединения этих помещений открытым дверным проемом. При этом воздухообмен в смежном помещении должен быть не менее трехкратного в час.

4.23. Не допускается устройство вводов газопроводов в машинные отделения, вентиляционные и лифтовые камеры и шахты, помещения мусоросборников, электрораспределительных устройств, складские помещения, помещения взрывоопасных производств, а также другие помещения, в которые не может быть обеспечен круглосуточный доступ обслуживающего персонала.

4.24. Вводы газопроводов в жилые здания должны предусматриваться в нежилые, доступные для осмотра газопроводов помещения (например, лестничные клетки, кухни, коридоры).

Вводы газопроводов в общественные здания, здания детских и лечебных учреждений, учебных заведений, предприятий общественного питания и объектов коммунально-бытового назначения могут осуществляться в лестничные клетки, коридоры или непосредственно в помещения, где установлены газовые приборы.

Разрешается устройство вводов в технические коридоры и подполья, а также подвалы, не имеющие специальных технических коридоров, при условии выполнения требований пп. 6.34—6.36 главы СНиП II-Г.11-66 «Газоснабжение. Внутренние устройства. Нормы проектирования».

4.25. Пересечения наружных газопроводов с железнодорожными и трамвайными путями, а также с дорогами должны осуществляться, как правило, под углом 90°.

Допускается при соответствующем технико-экономическом обосновании уменьшение угла пересечения для подземных и надземных газопроводов до 45°.

ПОДЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

4.26. Расстояния по горизонтали между подземными газопроводами и другими сооружениями и коммуникациями следует принимать при проектировании не менее величин, указанных в табл. 6.

Проектирование совмещенных прокладок газопроводов с давлением до 3 *кгс/см²* в общей траншее с другими подземными коммуникациями следует осуществлять с учетом требований соответствующих нормативных документов.

При газификации реконструируемых зданий вводы трубопроводов тепловых сетей должны быть герметизированы в соответствии с требованиями п. 11.17 главы СНиП II-Г.10-62 «Тепловые сети. Нормы проектирования».

Таблица 6

Минимальные расстояния в *м* по горизонтали в свету между подземными газопроводами и другими сооружениями и коммуникациями

Газопровод	Здания и сооружения (до обреза фундамента)	Железнодорожные пути (до крайнего рельса)	Трамвайные пути (до крайнего рельса)	Водопровод (до стенки трубы)	Канализация, водосток (до стенки трубы)	Тепловая сеть (до наружной стенки канала)	Силовые кабели до 35 *кв*	Телефонные кабели		Деревья (до ствола)	Воздушные линии электропередачи в *кв* (от фундамента опоры)		
								бронированные	в канализации		до 1	свыше 1 до 35	свыше 35
Низкого давления не более 0,05 *кгс/см²* . . .	2	3	2	1	1	2	1	1	1	1,5	1	5	10
Среднего давления более 0,05 до 3 *кгс/см²* . . .	4	4	2	1	1,5	2	1	1	1,5	1,5	1	5	10
Высокого давления более 3 до 6 *кгс/см²*	7	7	3	1,5	2	2	1	1	2	1,5	1	5	10
Высокого давления более 6 до 12 *кгс/см²*	10	10	3	2	5	4	2	1	3	1,5	1	5	10

Примечания: 1. Расстояние газопровода до кустарников не регламентируется.

2. Расстояние от газопровода до наружной стенки колодцев и камер подземных сооружений должно быть не менее 0,3 *м*. Газопроводы на этих участках должны выполняться из бесшовных труб и не иметь сварных стыков.

3. Расстояния, указанные в таблице, не распространяются на совмещенные прокладки в одной траншее газопроводов с другими подземными коммуникациями.

4. Расстояния от газопроводов до опор воздушных линий связи, контактной сети трамвая, троллейбуса и электрифицированных железных дорог следует принимать как до опор воздушных линий электропередач соответствующего напряжения.

4.27. Допускается совместная прокладка газопроводов с давлением до 0,05 *кгс/см²* в подземных коллекторах в соответствии с требованиями «Временных указаний по проектированию внутриквартальных инженерных коммуникаций в коллекторах, технических подпольях и технических коридорах» (СН 338—65), утвержденных Государственным комитетом по гражданскому строительству и архитектуре при Госстрое СССР.

Полупроходные и проходные каналы должны быть оборудованы постоянно действующей естественной вентиляцией.

В полупроходных каналах между жилыми и общественными зданиями («сцепки» для совместной прокладки инженерных сетей) допускается прокладка только газопроводов низкого давления.

4.28. Прокладка газопроводов в непроходных каналах совместно с трубопроводами тепловой сети, водопроводом или кабелями различного назначения не допускается.

4.29. Допускается прокладка двух и более газопроводов в одной траншее. При этом расстояния между газопроводами в свету следует принимать достаточными для производства монтажа и ремонта трубопроводов.

Однако эти расстояния должны быть для труб: диаметром до 300 *мм* — не менее 0,4 *м*, диаметром более 300 *мм* — не менее 0,5 *м*.

4.30. На отдельных участках трассы, а также при прокладке между зданиями и под арками зданий газопроводов с давлением газа до 6 *кгс/см*^{2}, расстояния до зданий и подземных сооружений, установленные в табл. 6, могут быть уменьшены при условии применения бесшовных труб и гнутых отводов, проверки всех сварных стыков физическими методами контроля, наложения весьма усиленной изоляции и обеспечения сохранности подземных сооружений при ремонте каждого из них.

Уменьшение расстояний, указанных в табл. 6, для газопроводов с давлением газа более 6 до 12 *кгс/см*^{2} не допускается.

4.31. Расстояние по вертикали между подземными газопроводами и другими подземными сооружениями (водопровод, тепловая сеть, телефонная канализация, водостоки, фекальная канализация и т. п.) при их взаимном пересечении должны быть в свету не менее 0,15 *м*, а между газопроводом и электрокабелем или бронированным телефонным кабелем не менее 0,5 *м*.

Допускается уменьшение расстояния между газопроводом и электрокабелем или телефонным кабелем до 0,25 *м* при условии прокладки кабеля в футляре из труб. Длина футляра должна быть такой, чтобы концы футляра были не ближе 1 *м* от стенок пересекаемого газопровода.

Допускается устройство футляров из неметаллических труб.

4.32. Пересечения подземными газопроводами с давлением газа более 6 *кгс/см*^{2} коллекторов, колодцев и туннелей различного назначения не допускается.

Газопроводы с давлением газа до 6 *кгс/см*^{2}, пересекающие указанные подземные сооружения, должны прокладываться в футляре, покрытом противокоррозийной изоляцией. Концы футляров должны выводиться не менее чем на 0,5 *м* за пределы крайних стенок сооружений.

4.33. Установка на газопроводах арматуры и сборников конденсата допускается не ближе 2 *м* от края пересекаемых коммуникаций или сооружений.

4.34. Газопроводы, транспортирующие осушенный газ, в непучинистых и слабопучинистых грунтах допускается прокладывать в зоне промерзания грунта. Минимальная глубина заложения газопроводов на проездах с усовершенствованными покрытиями (асфальтобетонными, бетонными и др.) должна быть не менее 0,8 *м*, а на участках без усовершенствованных дорожных покрытий — не менее 0,9 *м* до верха трубы.

В местах, где не предусматривается движение транспорта, глубина заложения газопроводов может быть уменьшена до 0,6 *м*.

4.35. Газопроводы, транспортирующие влажный газ, должны прокладываться ниже зоны промерзания грунта с уклоном не менее 0,002 с установкой конденсатосборников в низших точках.

Вводы газопровода влажного газа в здания и сооружения должны прокладываться с уклоном в сторону распределительного газопровода. Если по условиям рельефа местности не может быть создан необходимый уклон к распределительному газопроводу, допускается излом газопровода в профиле с установкой конденсатосборника в низшей точке.

Для газопроводов, транспортирующих осушенный газ, создание уклонов и установка конденсатосборников не обязательны.

4.36. При прокладке газопроводов в скальных, а также в коррозийных (например, шлак, строительный мусор, перегной) и с небольшой несущей способностью (менее 0,25 *кгс/см*^{2}) грунтах следует предусматривать устройство под газопровод основания из песчаного грунта (не содержащего щебня и других крупных твердых включений) толщиной не менее 20 *см*, а также засыпку газопровода на высоту не менее 20 *см* над верхней образующей трубы тем же песчаным грунтом.

НАДЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

4.37. Надземная прокладка газопроводов может предусматриваться:

а) по наружным стенам зданий не ниже IV степени огнестойкости:

жилых и общественных зданий, при условии согласования с местными органами архитектурного надзора;

промышленных зданий с производствами, отнесенными по пожарной опасности к категориям Г и Д.

Примечание. Допускается прокладка газопроводов по наружным стенам указанных зданий и в слу-

чае наличия встроенных в них трансформаторных подстанций (в том числе и по стенам самих подстанций), отнесенных по пожарной опасности к производствам категории В;

б) по несгораемым покрытиям зданий I и II степени огнестойкости с производствами, отнесенными по пожарной опасности к категориям Г и Д;

в) по отдельно стоящим колоннам (опорам) и эстакадам из несгораемых материалов.

Примечания: 1. Прокладка газопроводов высокого давления разрешается по глухим несгораемым стенам или над окнами верхних этажей производственных зданий.

2. На зданиях производственных цехов и отопительных котельных допускается пересечение газопроводами низкого и среднего давления оконных проемов вдоль импоста глухих (неоткрывающихся) переплетов.

3. В местах пересечений с деформационными (осадочными) швами газопроводы должны свободно опираться на опоры для обеспечения самокомпенсации в случае их неравномерной просадки.

4.38. Надземные газопроводы необходимо проектировать с учетом компенсации продольных деформаций по фактически возможным температурным условиям работы этих газопроводов и при необходимости (когда не обеспечивается самокомпенсация) предусматривать установку компенсаторов (линзовых, П-образных и др.). Применение сальниковых компенсаторов не допускается.

4.39. Газопроводы по стенам зданий должны прокладываться без нарушения архитектурных элементов фасада на высоте, доступной для осмотра и ремонта и исключающей возможность их механического повреждения.

На участках под оконными проемами и балконами фланцевые или резьбовые соединения не допускаются.

4.40. Трубы и арматуру надземных газопроводов при транспортировании влажного газа рекомендуется покрывать тепловой изоляцией.

Необходимость тепловой изоляции газопровода и ее конструкция в зависимости от климатических условий устанавливаются проектом. В качестве тепловой изоляции следует применять сухие изоляционные материалы.

4.41. Газопроводы, транспортирующие влажный газ, необходимо укладывать с уклоном не менее 0,003, с установкой в низших точках устройств для удаления конденсата (дренажные штуцера).

Газопроводы, транспортирующие осушенный газ, могут прокладываться без уклонов.

4.42. Расстояния по горизонтали в свету от надземных газопроводов, проложенных на опорах, до зданий и сооружений должны быть не менее величин, указанных в табл. 7.

Таблица 7

Минимальные расстояния по горизонтали в свету между надземными газопроводами и зданиями или сооружениями

№ п/п	Наименование зданий или сооружений	Расстояние до зданий или сооружений в *м*
1	Производственные здания и склады с производствами, относящимися по пожарной опасности к категориям А, Б и В до газопроводов с давлением газа до 6 *кгс/см²*	5
2	То же, до газопроводов с давлением газа более 6 до 12 *кгс/см²*	10
3	Производственные здания с производствами, относящимися по пожарной опасности к категориям Г и Д до газопроводов с давлением газа до 6 *кгс/см²*	2
4	То же, до газопроводов с давлением газа более 6 до 12 *кгс/см²*	5
5	Жилые и общественные здания до газопроводов с давлением газа до 0,05 *кгс/см²*	2
6	То же, до газопроводов с давлением газа более 0,05 до 6 *кгс/см²*	5
7	Ближний рельс железнодорожного или трамвайного пути	3
8	Бордюрный камень, внешняя бровка кювета или подошва насыпи дороги . . .	1,5
9	Подземные коммуникации (водопровод, канализация, трубы теплофикации, телефонная канализация, электрические кабельные блоки), считая от края фундамента опоры газопровода	1
10	Ограда открытой электроподстанции	10
11	Место выпуска расплавленного металла и источники открытого огня	10
12	Провода воздушных линий электропередачи	Не менее высоты опоры линии электропередачи

Продолжение табл. 7

№ п/п	Наименование зданий или сооружений	Расстояние до зданий или сооружений в *м*
13	Провода воздушных линий электропередачи в стесненных условиях	Не менее указанного в табл. 9 при условии защитного заземления газопровода

Примечания: 1. По пп. 7—12 таблицы расстояния указаны до газопроводов всех категорий давлений газа.

2. В случае если высота опоры газопровода превышает высоту опор линии электропередачи, расстояния между газопроводом и линией электропередачи следует принимать не менее высоты опоры газопровода.

3. Указанные в таблице расстояния от зданий не исключают возможности прокладки газопроводов по стенам и покрытиям этих зданий в соответствии с требованиями п. 4.37.

4. На отдельных участках при невозможности выдержать расстояния, указанные в пп. 3 и 4 таблицы, допускается уменьшение указанных расстояний при условии конструктивной увязки фундаментов опор газопровода с фундаментами зданий, вдоль которых прокладывается надземный газопровод.

4.43. Расстояния в свету между надземными газопроводами и трубопроводами другого назначения при их совместной прокладке и пересечении должны приниматься не менее указанных в табл. 8.

Таблица 8

Минимальные расстояния в свету в *мм* между надземными газопроводами и трубопроводами другого назначения при их совместной прокладке и пересечении

Диаметры условного прохода труб $D_у$ в *мм*	До 300	Более 300 до 600	Более 600
До 300	100	150	150
Более 300 до 600	150	150	200
Более 600	150	200	300

4.44. При пересечениях с воздушными линиями электропередачи надземные газопроводы должны проходить ниже линий электропередачи.

Расстояния от газопроводов до проводов воздушных линий электропередачи по вертикали следует принимать в зависимости от напряжения согласно табл. 9.

В месте пересечения с линиями электропередач на газопроводе должно быть предусмотрено ограждение для защиты от падения на него электропроводов. Ограждение должно выступать по обе стороны пересечения за крайние провода линий электропередачи на такие же расстояния, какие указаны в табл. 9 для вертикальных разрывов между газопроводами и воздушными линиями электропередач соответствующих напряжений.

Все элементы газопровода должны быть надежно заземлены. Величина переходного сопротивления заземления газопровода должна быть не более 10 *ом*.

Таблица 9

Минимальные расстояния по вертикали в свету между надземными газопроводами и воздушными линиями электропередачи при пересечениях

Величина напряжения в *кв*	Расстояние в *м*
До 1	1
» 20	3
35—110	4
150	4,5
220	5
330	6
500	6,5

Примечания: 1. Расстояния от проводов воздушной линии электропередачи до любой части газопроводов и их выступающих конструкций определяются по горизонтали при наибольшем отклонении проводов, а по вертикали — при наибольшей стреле провеса.

2. При определении минимальных вертикальных и горизонтальных расстояний между воздушными линиями электропередачи и газопроводом всякого рода защитные ограждения, установленные над ним в виде решеток, галерей, площадок, рассматриваются как части газопровода.

4.45. Допускается прокладка на опорах или эстакадах газопроводов с трубопроводами другого назначения при условии обеспечения свободного осмотра и ремонта каждого из трубопроводов.

Допускается крепление трубопроводов к газопроводам низкого или среднего давления, если это позволяет их несущая способность.

Примечание. При прокладке газопроводов совместно с трубопроводами с агрессивными жидкостями

последние должны прокладываться ниже газопровода на расстоянии не менее 25 *см*. При наличии на трубопроводах с агрессивными жидкостями фланцевых и резьбовых соединений, а также арматуры обязательно устройство защитных козырьков, предотвращающих попадание агрессивных жидкостей на газопровод.

4.46. Совместная прокладка на одних опорах газопроводов и постоянных или временных электролиний не допускается, кроме электролиний, проложенных в стальных трубах, бронированных кабелей, а также кабелей диспетчеризации и сигнализации, предназначенных для обслуживания газопровода.

4.47. Наибольшую допустимую величину пролета между опорами стальных газопроводов, транспортирующих осушенный газ, следует определять из условий прочности многопролетной балочной системы, с учетом всех возможных воздействий на газопровод при его эксплуатации (внутреннее давление, снеговая и ветровая нагрузка, продольные деформации и т. д.), а также условий монтажа (с обеспечением или без обеспечения неразрезности конструкции).

Для газопроводов, транспортирующих влажный газ, допустимая величина пролета между опорами должна устанавливаться из условий прогиба газопровода с учетом веса изоляции, условий выпадения опор, отвода конденсата и уклонов газопровода.

Максимальный прогиб газопроводов должен быть не более

$$\Delta = 0{,}02D_y, \qquad (9)$$

где D_y — условный диаметр газопровода.

Методику расчета пролетов и величины нагрузок на газопроводы следует принимать, руководствуясь указаниями главы СНиП II-Д.10-62 «Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования».

В районах распространения вечномерзлых или просадочных грунтов, а также на территориях, подрабатываемых горными выработками, и в других подобных условиях строительства максимальную допустимую величину пролета между опорами следует принимать с учетом возможности выпадания отдельных опор газопровода, руководствуясь требованиями соответствующих нормативных документов.

Рекомендуемые допустимые максимальные пролеты между опорами стальных газопроводов для осушенного и влажного газов приведены в табл. 10.

Таблица 10

Рекомендуемые допустимые максимальные пролеты между опорами стальных газопроводов

Наружный диаметр газопровода и толщина стенки в *мм*	Рекомендуемый максимальный пролет в *м*				
	по условиям прочности			по условиям прогиба при уклоне 0,000	
	без учета выпадания опор	с учетом выпадания опор	с учетом гидравлического испытания	неизолированного газопровода	изолированного газопровода
22×2,5	5	3,5	5	2,5	1
25×2,5	5,5	4	5,5	3	1,3
32×2,5	6	4,5	6	3,5	1,6
38×2,5	7	5	7	4	1,9
48×3	8	6	8	4,5	2,2
57×3	9	6,5	9	5	2,7
76×3	10	7,5	10	6	3,4
89×3,5	12	8,5	12	6,5	4
108×4	14	10	14	7	4,5
133×4	15	11	15	8	5
159×4,5	17	12	17	10	7
219×6	20	14,5	20	12	9,5
273×7	24	17	24	14,5	11,5
325×3	26	19	26	16,5	13,5
377×8	27	19	27	18,5	15,5
426×6	28	20	26	20,5	17
478×6	29	21	26	22,4	18,3
530×6	31	22	26	24	20
630×6	32	23	26	28	22,5
720×7	35	25	28	31	25,5
820×7	36	26	28	34	27,5
920×7	37	26	26	37	30
1020×7	40	28	29	40	32
1220×9	44	31	31	44	37

Примечания: 1. Указанные в таблице величины пролетов определены для балочной многопролетной (3 и более пролета) неразрезной конструкции газопровода с компенсацией продольных деформаций. Для одно- и двухпролетных конструкций длину пролетов принимать с коэффициентом 0,88.

2. Расчет выполнен для труб из Ст. 2 с пределом текучести 2200 *кгс/см*² с учетом веса дополнительных конструкций и гололеда по IV району.

4.48. Прокладка газопроводов всех давлений газа по железнодорожным мостам не разрешается.

Газопроводы с давлением газа до 6 *кгс/см*² допускается прокладывать по несгораемым (железобетонным, металлическим и каменным) автогужевым и пешеходным мостам, а также по плотинам и другим гидротехническим сооружениям при условии обоснований целесообразности прокладки технико-экономическими расчетами и согласования принимаемых решений с организациями, в ведении которых находятся сооружения.

Подвешиваемые к мостам газопроводы

должны выполняться только из стальных бесшовных труб (применение сварных труб допускается при D_y>400 *мм*) и иметь компенсирующие устройства. Несущие элементы моста должны быть соответственно проверены на дополнительные нагрузки от газопроводов.

Прокладка газопроводов в каналах мостов не допускается.

Газопроводы, подвешиваемые к мостам, должны быть расположены таким образом, чтобы исключалась возможность скопления газа в конструкциях моста.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОКЛАДКЕ ГАЗОПРОВОДОВ В ОСОБЫХ УСЛОВИЯХ СТРОИТЕЛЬСТВА

Районы вечномерзлых грунтов

4.49. При проектировании сетей и сооружений систем газоснабжения в районах вечномерзлых грунтов кроме требований настоящей главы следует учитывать дополнительные требования, предъявляемые к сооружениям, строящимся на вечномерзлых грунтах в соответствии с требованиями главы СНиП II-Б.6-66 «Основания и фундаменты зданий и сооружений на вечномерзлых грунтах. Нормы проектирования» и «Указаний по проектированию населенных мест, предприятий, зданий и сооружений в Северной строительно-климатической зоне» (СН 353—66).

4.50. Сортамент, технические требования, правила приемки и методы испытаний, а также маркировка и упаковка стальных труб, отключающей, регулирующей и другой арматуры должны приниматься по специальным техническим условиям.

4.51. Проектирование противокоррозийной защиты газопроводов следует выполнять с учетом особенностей вечномерзлых грунтов (высокой влажности грунтов при их оттаивании, возможности смерзания изоляции с грунтом, пучинистости грунтов при замерзании и т. п.).

Для защиты от коррозии резьбовых соединений надземного газопровода, а также оборудования и арматуры, установленной на нем, следует предусматривать применение консервирующей смазки.

4.52. С целью уменьшения теплового воздействия газопровода на грунты допустимое колебание температуры газа, поступающего в распределительные сети, рекомендуется ограничивать пределами ±10° С. Тепловое воздействие газопроводов не должно снижать несущую способность грунтов в основаниях под соседними коммуникациями.

Примечание. Мероприятия, обеспечивающие подачу газа в городские сети с температурой в указанных пределах, должны быть отражены в проекте магистрального газопровода и газораспределительной станции и выполняться организацией, поставляющей газ.

Подрабатываемые территории

4.53. Проектирование газопроводов, сооружаемых на подрабатываемых территориях, должно осуществляться с обязательным выполнением требований «Указаний по проектированию зданий и сооружений на подрабатываемых территориях» (СН 289—64) и других нормативных документов, отражающих особые условия проектирования на подрабатываемых территориях.

4.54. Проект газопровода должен иметь в своем составе горно-геологическое обоснование, составленное в соответствии с геологической изученностью района строительства газопровода в результате всех проведенных по месторождению геологоразведочных и горно-эксплуатационных работ.

4.55. Общая схема газоснабжения и мероприятия по защите газопроводов от вредного влияния горных выработок, обоснованные результатами расчета деформации земной поверхности, должны быть согласованы с организацией, эксплуатирующей месторождение, и с местными органами Госгортехнадзора, руководствуясь при этом инструкцией «О порядке утверждения мероприятий по охране сооружений и природных объектов от вредного влияния горных разработок и о порядке ведения горных работ в предохранительных целиках» Госгортехнадзора СССР.

4.56. Расчеты деформаций земной поверхности и напряжений в газопроводе следует производить в соответствии со специально разработанной методикой.

Для стадии проектного задания расчеты деформаций могут производиться по упрощенной методике.

4.57. При разработке проектного задания необходимо учитывать планы горных разработок на ближайшие 20 лет, а при разработке рабочих чертежей — на ближайшие 5—7 лет.

4.58. Трассирование газопроводов рекомендуется увязывать с планом горных работ и производить преимущественно по территориям, на которых уже закончился процесс сдвижения земной поверхности или подработка которых намечается в более поздние периоды,

а также по территориям, где ожидаемые деформации земной поверхности будут относительно меньшими.

4.59. Ориентирование трасс распределительных газопроводов относительно направления простирания пластов, если существует возможность выбора различных вариантов, должно быть произведено с учетом технико-экономических расчетов по этим вариантам.

4.60. При особо интенсивном развитии деформаций, например при разработке свит крутопадающих пластов, рекомендуется надземная прокладка газопроводов.

4.61. Величина пролетов и конструкция опор надземных газопроводов должны определяться исходя из условия возможности выпадания любой из опор.

4.62. Толщина стенок труб подземных газопроводов определяется расчетом на продольные напряжения с учетом воздействия деформаций земной поверхности и должна быть не менее 4 *мм* для труб $D_y < 100$ *мм* и не менее 6 *мм* — для труб $D_y > 100$ *мм*.

4.63. Компенсаторы, применяемые для восприятия продольных перемещений, возникающих в газопроводе при деформации земной поверхности, должны удовлетворять требованиям газоплотности при ожидаемых деформациях и рабочих давлениях.

4.64. Для подземных газопроводов вне зависимости от рабочего давления должна применяться только стальная арматура.

Отводы, угольники и другие фасонные части рекомендуется применять заводского изготовления. В случае изготовления их на базах стройорганизаций все сварные соединения фасонных частей должны подвергаться физическим методам контроля.

4.65. Вводы всех видов подземных коммуникаций (водопровода, теплопровода, канализации, телефонного кабеля, электрического кабеля и др.) в газифицируемые здания, а также в негазифицируемые при расположении вводов в них на расстоянии менее 50 *м* от газопровода с давлением до 3 *кгс/см²* и менее 80 *м* от газопровода высокого давления должны защищаться от проникания через них газа в здания.

Защита коммуникаций в местах пересечений с подземными газопроводами, а также защита вводов коммуникаций в здания от проникновения газа должна производиться в соответствии со специальными нормалями, согласованными с органами газового надзора.

Районы с сейсмичностью более 6 баллов

4.66. Проектирование газопроводов и сооружений на них в районах с сейсмичностью более 6 баллов следует выполнять с учетом требований главы СНиП II-А.12-62 «Строительство в сейсмических районах. Нормы проектирования».

Просадочные, набухающие, пучинистые и насыпные грунты

4.67. Проектирование газопроводов и сооружений на них в просадочных грунтах следует увязывать с принятыми в районе строительства методами использования просадочных грунтов в качестве оснований под здания и сооружения в соответствии с требованиями глав СНиП II-Б.2-62 «Основания и фундаменты зданий и сооружений на просадочных грунтах. Нормы проектирования», III-Б.10-62 «Строительство на просадочных грунтах. Правила организации, производства и приемки работ» и «Указаний по проектированию сетей и сооружений водоснабжения, канализации и тепловых сетей на просадочных грунтах» (СН 280—64).

4.68. Проектирование газопроводов и сооружений на них в набухающих грунтах следует увязывать с принятыми в районе строительства методами использования набухающих грунтов в качестве оснований под здания и сооружения в соответствии с требованиями «Временных указаний по проектированию оснований и фундаментов зданий и сооружений, возводимых на набухающих грунтах» (СН 331—65).

4.69. При проектировании газопроводов и сооружений на них в пучинистых грунтах следует учитывать требования главы СНиП II-Б.1-62 «Основания зданий и сооружений. Нормы проектирования».

4.70. Проектирование газопроводов и сооружений на них в насыпных грунтах следует выполнять с учетом специальных технических условий, разрабатываемых при проектировании и утвержденных в установленном порядке.

ПЕРЕХОДЫ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ, ОВРАГИ и т. п.

4.71. Переходы газопроводов всех категорий давлений газа через реки, каналы, овраги и другие подобные преграды могут предусматриваться подводными (дюкерами) или надводными.

Выбор подводного или надводного типа перехода должен быть обоснован технико-экономическими расчетами и местными условиями производства работ.

Надводные переходы в городах и других населенных пунктах могут применяться только по согласованию с органами архитектурного надзора.

Переходы газопроводов через реки, каналы, глубокие овраги, железные дороги и автодороги на подрабатываемых территориях, как правило, должны предусматриваться надземными.

4.72. Подводные переходы через реки должны по возможности предусматриваться на прямолинейных плёсовых участках перпендикулярно к оси потока, в местах наименьшей ширины заливаемой поймы с пологими неразмываемыми берегами русла реки.

4.73. Подводные переходы газопроводов должны предусматриваться, как правило, в две нитки с пропускной способностью каждой 0,75 расчетного расхода газа.

Допускается прокладка в одну нитку:

а) закольцованных газопроводов, если при отключении дюкера обеспечивается снабжение газом потребителей;

б) тупиковых газопроводов к промышленным потребителям в том случае, если данные потребители могут перейти на другой вид топлива на период ремонта дюкера;

в) при ширине водной преграды в межень до 50 *м* и заливаемой поймы не свыше 500 *м* (по году 10%-ной обеспеченности) и продолжительности подтопления паводковыми водами не более 20 дней.

Примечание. В отдельных случаях, при соответствующем обосновании, допускается прокладка второй (резервной) нитки газопровода при пересечении водных преград шириной менее 50 *м* с неустойчивым дном и берегами.

4.74. Минимальные расстояния по горизонтали между переходами газопроводов через водные преграды и мостами должны приниматься по табл. 11.

Таблица 11

Минимальные расстояния по горизонтали между переходами газопроводов через водные преграды и мостами

№ п/п	Характеристика перехода и моста	Расстояние по течению в *м*	
		выше мостов	ниже мостов
1	Переходы через судоходные замерзающие реки и каналы. Мосты всех типов	300*	50
2	Переходы через судоходные незамерзающие реки и каналы. Мосты всех типов	50	50
3	Переходы через несудоходные замерзающие реки, каналы и т. п. Мосты многопролетные	300*	50
4	То же, мосты однопролетные	20	20
5	Переходы через несудоходные незамерзающие реки, каналы и т. п. Мосты всех типов	20	20

* Это расстояние может быть уменьшено по согласованию с организациями, ответственными за проведение перед мостами ледовзрывных работ при пропуске весеннего паводка.

4.75. Подводные переходы газопроводов через реки и другие водные преграды должны выполняться длинномерными трубами.

4.76. Предусматривать укладку двух ниток газопровода в одну траншею допускается на несудоходных реках и реках, не подверженных размыву.

При этом расстояние между газопроводами в свету по горизонтали должно быть не менее 0,5 *м*.

При раздельной прокладке газопроводов расстояние между параллельными нитками следует назначать исходя из гидрогеологических условий и условий производства работ по рытью подводных траншей. При этом расстояние между газопроводами по горизонтали должно быть: при диаметре до 500 *мм* — не менее 30 *м*, при диаметре свыше 500 *мм* — не менее 40 *м*. На пойменных участках это расстояние должно быть не менее 30 *м* для всех диаметров газопроводов.

4.77. Глубину заложения газопровода в грунт на переходах через судоходные и сплавные реки следует принимать не менее 1 *м*, а на других реках — не менее 0,5 *м*, считая от уровня возможного размыва дна до верха газопровода.

Проектную отметку дна следует определять с учетом перспективного изменения режима водных преград (вследствие углубления

дна, расширения русла, подъема горизонта, срезки, переформирования русла, размыва берегов и т. п.).

На переходах через несудоходные и несплавные водные преграды допускается по согласованию с соответствующим бассейновым управлением рек и каналов уменьшение глубины заложения газопровода вплоть до укладки его непосредственно на дно.

4.78. Ширина траншей по дну должна приниматься в зависимости от методов ее разработки, заносимости и характера грунтов, но во всех случаях должна превышать диаметр газопровода с навешенными грузами не менее чем на 1 *м*.

Крутизна откосов траншеи должна приниматься с учетом категории грунтов на основании указаний соответствующих глав СНиП.

4.79. Балластировка подводных газопроводов, как правило, должна производиться железобетонными грузами или обетонированием трубы. Допускается при соответствующем обосновании применение чугунных грузов.

4.80. Для подводных газопроводов должна предусматриваться весьма усиленная изоляция.

4.81. У каждого подводного перехода газопроводом судоходных рек должны быть установлены сигнальные знаки охранной зоны установленных образцов.

Места установки сигнальных знаков следует принимать согласно действующим республиканским правилам плавания по внутренним водным путям и местным правилам плавания, установленным для каждого бассейна.

Вблизи каждого перехода должны быть установлены постоянные реперы:

при ширине меженного русла до 50 *м* на одном берегу;

при большей ширине — на обоих берегах.

4.82. Применение надземных (надводных) переходов рекомендуется через водные преграды с неустойчивым руслом и берегами, с высокими скоростями течения воды (более 2 *м/сек*), а также через глубокие овраги и балки.

Переходы могут быть осуществлены в виде шпренгельных, арочных и висячих систем, а также в виде эстакад. Предпочтение следует отдавать однопролетным сооружениям.

Переходы газопроводов должны быть доступны для осмотра и ремонта с помощью стационарных или передвижных средств (например, мостиков, подвесных люлек, телескопических вышек, смонтированных на автомашинах или плавучих средствах, и т. п.).

Высоту надводного перехода газопровода следует принимать:

а) при пересечении несудоходных или несплавных рек — не менее 1 *м* от максимального паводкового уровня по году 10%-ной обеспеченности, а при наличии на этих реках корчехода — по году 1%-ной обеспеченности;

б) при пересечении судоходных и сплавных рек — не менее 1 *м* от надводной части речных судов и плотов по данным местных бассейновых управлений.

4.83. Опорные конструкции переходов газопроводов должны быть выполнены из несгораемых материалов и обеспечивать механическую прочность и устойчивость газопроводов при любых возможных нагрузках.

4.84. На переходах газопроводов через овраги и ручьи в районах распространения вечномерзлых грунтов при наличии подрусловых таликов не допускается установка опор у границ талых и мерзлых грунтов.

ПЕРЕХОДЫ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ, ТРАМВАЙНЫЕ ПУТИ И АВТОМОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ

4.85. Переходы газопроводов через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги могут проектироваться надземными и подземными в зависимости от местных условий и экономической целесообразности.

Переходы газопроводов через железнодорожные и трамвайные пути и автомобильные дороги в выемках на подрабатываемых территориях, как правило, должны предусматриваться надземными.

Проекты переходов газопроводов должны быть согласованы с организациями, в ведении которых находятся пересекаемые сооружения.

4.86. На подземных переходах магистральных железнодорожных путей общей сети, трамвайных путей, а также автомагистралей I и II классов прокладку газопроводов всех давлений газа следует предусматривать в футлярах.

Допускается прокладка газопроводов в вентилируемых транспортных и пешеходных туннелях, а также в коллекторах для совместной прокладки подземных сооружений.

Переходы газопроводов под железнодорожными путями общей сети следует предусматривать только в стальных футлярах. Переходы под трамвайными путями и автомагистралями I и II классов допускается осуществлять в стальных, чугунных, железобетонных,

асбестоцементных и других футлярах, удовлетворяющих условиям прочности и долговечности.

Концы защитных футляров должны иметь герметизирующие уплотнения в соответствии с действующими нормалями. На конце футляра должна устанавливаться контрольная трубка, которая выводится под ковер.

Концы футляров или туннелей должны быть выведены за подошву насыпи, но не менее чем на 3 *м* от крайних рельсов железной дороги и не менее 2 *м* от крайних рельсов трамвайных путей или от края проезжей части автомобильной дороги.

4.87. Диаметр футляра для защиты газопроводов следует принимать больше диаметра газопровода не менее чем на 100 *мм* при диаметре газопровода до 200 *мм* и не менее чем на 200 *мм* при диаметре газопровода свыше 200 *мм*.

Газопроводы в пределах футляра должны иметь минимальное количество сварных стыков, покрываться весьма усиленной изоляцией и укладываться на центрирующие диэлектрические прокладки.

В пределах футляра все сварные стыки газопровода должны проверяться физическими методами контроля.

4.88. Глубину укладки газопровода под магистральными железнодорожными путями общей сети следует принимать не менее 1,5 *м* считая от подошвы шпалы до верха футляра газопровода.

Под трамвайными путями и путями железнодорожных веток промышленных предприятий глубину укладки газопровода следует принимать не менее 1 *м*.

Глубину укладки газопровода под автомобильными дорогами следует принимать не менее 1 *м* от полотна дороги до верха футляра газопровода, а при отсутствии футляра — до верха газопровода.

4.89. Высота расположения надземных переходов газопроводов должна устанавливаться с учетом обеспечения свободного проезда транспорта и прохода людей, но не менее величин, указанных в табл. 12.

Таблица 12

Минимальная высота прокладки надземных газопроводов (от нижней точки конструкции перехода газопровода)

№ п/п	Прокладка газопроводов	Высота прокладки в *м*
1	В непроезжей части территории в местах прохода людей	2,2
2	На свободной территории вне проезда транспорта и прохода людей . .	0,5
3	В местах пересечения автомобильных дорог	4,5
4	В местах пересечения путей неэлектрифицированных железных дорог (до головки рельса)	5,6
5	В местах пересечения электрифицированных участков железных дорог и трамвайных путей (до головки рельса)	7,1*
6	В местах пересечения с контактной сетью троллейбуса	7,3*
7	В местах пересечения внутризаводских железнодорожных путей для перевозки жидкого чугуна или горячего шлака (до головки рельса) . . .	10
8	То же, при устройстве тепловой защиты газопровода	6

* Во всех случаях минимальное расстояние газопровода до частей контактной сети электрифицированной железной дороги, трамвая и троллейбуса должно быть не менее:

а) для заземленного газопровода — 0,45 *м*;

б) для незаземленного газопровода — 1,5 *м*.

УСТАНОВКА ОТКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

4.90. Установка отключающих устройств должна предусматриваться в следующих местах:

а) на вводах и выходах из газорегуляторных пунктов и хранилищ газа;

б) на распределительных газопроводах высокого и среднего давления для отключения отдельных участков (не нарушая газоснабжения других участков); количество задвижек определяется проектной организацией с учетом газоемкости, важности и технологических особенностей предприятий;

в) на распределительных газопроводах низкого давления для отключения отдельных микрорайонов;

г) на ответвлениях от распределительных газопроводов всех давлений к предприятиям или к группам жилых и общественных зданий (домовладениям, кварталам);

д) на вводах газопроводов в отдельные жилые, общественные и производственные здания;

е) при пересечении газопроводами водных преград (в соответствии с требованиями п. 4.98), магистральных железнодорожных пу-

тей общей сети и магистральных автомобильных дорог I и II классов (в соответствии с требованиями п. 4.99);

ж) при прокладке газопроводов в коллекторе (на входе, а при кольцевых сетях и выходе из него).

4.91. На подземных газопроводах отключающие устройства, как правило, должны устанавливаться в колодцах вместе с линзовыми компенсаторами.

На газопроводах малого диаметра $D_y < 100$ *мм* вместо линзовых компенсаторов рекомендуется применять гнутые или сварные с крутоизогнутыми отводами П-образные компенсаторы.

В местах с высоким стоянием уровня грунтовых вод разрешается выносить отключающие устройства в надземные запирающиеся металлические шкафы.

Расположение шкафов должно согласовываться с органами архитектурного надзора.

4.92. Отключающие устройства на ответвлениях от распределительных газопроводов должны устанавливаться, как правило, вне территории объекта, на расстоянии возможно меньшем к распределительному газопроводу и не менее чем на 2 *м* от линии застройки, стены здания или ограждения в удобном и доступном для обслуживания месте.

4.93. Участки закольцованных распределительных газопроводов, проходящие по территории предприятий, должны иметь отключающие устройства, размещенные вне территории предприятия.

При тупиковых распределительных газопроводах допускается установка одного отключающего устройства до территории предприятия (по ходу газа).

4.94. При цокольных вводах газопроводов или при вводах от надземных газопроводов установку отключающих устройств на вводах следует предусматривать внутри или снаружи здания или сооружения. При этом место установки отключающего устройства должно быть доступно для обслуживания, обеспечивая возможность быстрого отключения подачи газа.

При установке отключающих устройств на вводе внутри здания допускается размещать их в лестничных клетках, тамбурах и коридорах.

При газоснабжении сжиженным газом отключающее устройство на вводе газопровода должно устанавливаться только снаружи здания.

Не допускается установка отключающих устройств на участках газопроводов под окнами и балконами зданий и сооружений.

4.95. В случае необходимости установки на газопроводах, прокладываемых в подземных проходных коллекторах или в полупроходных каналах, линейных отключающих задвижек последние должны размещаться в герметизированных отсеках или устанавливаться вне коллектора или канала.

4.96. При пересечении газопроводами воздушных линий электропередач отключающие устройства на газопроводах при необходимости следует предусматривать на расстоянии не менее 10 *м* от места пересечения с линиями электропередачи (считая от крайних проводов).

4.97. При прокладке в одной траншее двух и более газопроводов устанавливаемая запорная арматура должна быть смещена относительно друг друга.

4.98. На подводных переходах газопроводов через водные преграды установка отключающих устройств должна предусматриваться на обоих берегах.

На однониточных тупиковых переходах газопроводов отключающие устройства могут устанавливаться только на одном берегу, до перехода (по ходу газа), а при ширине водной преграды менее 15 *м* установка отключающих устройств не обязательна и в каждом конкретном случае определяется проектной организацией в зависимости от местных условий при согласовании с организациями, осуществляющими эксплуатацию данных газовых сетей.

4.99. На переходах газопроводов всех категорий давлений газа через магистральные железнодорожные пути общей сети и автомагистрали I и II классов должны устанавливаться задвижки:

при тупиковых газопроводах — до перехода (по ходу газа);

при закольцованных газопроводах — по обе стороны перехода.

Расстояния от перехода до отключающего устройства должны быть не более 100 *м*.

При пересечении газопроводами промышленных и подъездных железнодорожных путей установка отключающих устройств и футляров не обязательна и решается проектной организацией в зависимости от важности обслуживаемых предприятий и величины грузопотока.

4.100. На газопроводе перед газорегуляторным пунктом, а также после него установку

отключающих устройств следует предусматривать на расстоянии не менее 5 *м* и не более 100 *м*.

На промышленных и коммунальных предприятиях отключающее устройство перед газорегуляторным пунктом может не устанавливаться, если отключающее устройство, имеющееся на отводе от распределительного газопровода, находится от газорегуляторного пункта на расстоянии не более 100 *м*.

На промышленных и коммунальных предприятиях, имеющих одностороннее питание газом, отключающее устройство после газорегуляторного пункта может не устанавливаться, если объекты и цехи, потребляющие газ, находятся от газорегуляторного пункта на расстоянии не более 100 *м*, а также при снижении давления газа в газорегуляторном пункте до низкого при тупиковых газопроводах.

Для газорегуляторных пунктов, размещаемых в пристройках к зданиям, а также шкафных газорегуляторных пунктов допускается устанавливать отключающее устройство на наружных надземных газопроводах в удобном и доступном для обслуживания месте на расстоянии менее 5 *м* от газорегуляторного пункта.

5. СООРУЖЕНИЯ НА ГАЗОПРОВОДАХ

КОЛОДЦЫ И КОВЕРЫ

5.1. Колодцы следует предусматривать на подземных газопроводах, как правило, в местах установки отключающих устройств и компенсаторов.

Устройство колодцев должно предусматриваться из влагостойких, негниющих и несгораемых материалов (бетон, железобетон, кирпич), сборными или монолитными по типовым чертежам и нормалям.

5.2. В местах прохода газопровода через стенки колодца следует предусматривать футляры, концы которых должны выходить за стенку колодца с обеих сторон не менее чем на 2 *см*.

Диаметр футляра должен обеспечивать независимую осадку стен колодца и газопровода.

Пространство между газопроводом и футляром должно быть заделано смоляным канатом и уплотнено заливкой битумом.

5.3. Во влажных грунтах во избежание проникания почвенной воды в колодцы, а также повреждения стенок колодцев вследствие пучения грунта, стенки колодцев рекомендуется проектировать железобетонными с проведением мероприятий, предохраняющих колодцы от воздействия пучения.

Поверхность стенок колодцев снаружи должна быть гладкой, оштукатуренной с железнением, и для уменьшения сцепления с мерзлым грунтом — покрыта смолистыми гидроизоляционными веществами.

5.4. Коверы должны предусматриваться для защиты от механических повреждений контрольных трубок и дренажных трубок конденсатосборников, гидрозатворов и устанавливаемой на них арматуры.

Коверы должны устанавливаться на бетонные, железобетонные или другие основания, обеспечивающие устойчивость и исключающие их просадку.

5.5. Для всех фланцевых соединений арматуры и оборудования в колодцах должны предусматриваться шунтирующие перемычки в соответствии с действующими нормалями.

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ И ОРИЕНТИРНЫЕ ЗНАКИ

5.6. Для систематического контроля и наблюдения за коррозийным состоянием газопроводов и эффективностью действия системы защиты их от коррозии следует предусматривать устройство контрольно-измерительных пунктов. Количество контрольно-измерительных пунктов для измерения потенциалов на подземных газопроводах устанавливается проектом.

Расстояние между точками замеров потенциалов газопровода должно быть не более 200 *м*.

Кроме общих контрольно-измерительных пунктов, устанавливаемых по длине трассы, контрольно-измерительные пункты следует устанавливать на всех переходах под железнодорожными путями, через водные преграды, а также в местах пересечения газопроводом трамвайных путей, путей электрифицированных железных дорог и в местах установки изолирующих фланцев.

5.7. В качестве контрольно-измерительных пунктов для измерения потенциалов подземного газопровода относительно грунта допускается использовать пригодные для электрических измерений элементы газопровода (конденсатосборники, вводы, задвижки и т. п.).

На участках газопроводов, имеющих протекторную защиту, в качестве контрольно-из-

мерительных пунктов могут использоваться их контактные выводы.

Не подлежат использованию в качестве контрольных пунктов ответвления газопроводов во владения, отделенные от распределительных газопроводов задвижками или другими устройствами с фланцевыми соединениями.

5.8. Для определения местоположения газопроводов, запорной арматуры и других устройств необходимо предусматривать установку табличек-указателей.

Таблички-указатели следует устанавливать на стенах зданий и сооружений и на специальных ориентирных столбиках, изготавливаемых по утвержденным нормалям.

6. ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

6.1. Проектирование мероприятий по защите газопроводов от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами должно производиться в соответствии с требованиями настоящей главы, а также требованиями глав СНиП I-В.27-62 «Защита строительных конструкций от коррозии. Материалы и изделия, стойкие против коррозии», III-В.6.1-62 «Защита подземных металлических сооружений от коррозии. Правила производства и приемки работ» и «Правил защиты подземных металлических сооружений от коррозии» (СН 266—63).

6.2. Для оценки коррозийной активности грунтов исследования рекомендуется выполнять несколькими методами параллельно.

В качестве основного следует применять полевой электрический метод, по которому коррозийная активность грунтов оценивается по данным замеров их удельного сопротивления. В качестве дополнительных (вспомогательных) рекомендуются лабораторные методы: потери веса эталонного образца металлической трубки, химического анализа грунтов и др.

6.3. Коррозийность грунтов в зависимости от их удельного сопротивления и от потери веса металлической трубки приводится в табл. 13 и 14.

Таблица 13

Коррозийная активность грунта в зависимости от его удельного сопротивления

Величина удельного сопротивления грунта в *ом·м*	Более 100	От 20 до 100	От 10 до 20	От 5 до 10	Менее 5
Коррозийная активность грунта	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Весьма высокая

Таблица 14

Коррозийная активность грунтов в зависимости от потери веса металлической трубки

Потери веса трубки в *г*	До 1	От 1 до 2	От 2 до 3	От 3 до 6	Более 6
Коррозийная активность грунта	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Весьма высокая

6.4. Определение удельного сопротивления грунтов для проектного задания должно производиться с сеткой измерений не реже 500××500 *м* с составлением карты или диаграммы коррозийной активности грунтов.

Для разработки рабочих чертежей замеры удельных сопротивлений грунтов должны производиться по трассе газопровода через 100—200 *м* в зависимости от степени и пестроты коррозийности грунтов.

Примечание. При расхождении величин замеров коррозийности грунтов между двумя точками в 10 раз и более требуется выполнение дополнительных замеров в промежуточных точках участка.

6.5. Способы защиты газопровода от почвенной коррозии рекомендуется выбирать, руководствуясь данными табл. 15.

Таблица 15

Способы защиты подземных стальных газопроводов от почвенной коррозии

Коррозийная активность грунта	Рекомендуемая защита
Низкая	Нормальная изоляция для газопроводов низкого давления с толщиной стенки труб не менее 5 *мм* Усиленная изоляция для остальных газопроводов
Средняя	Усиленная изоляция
Повышенная	Весьма усиленная изоляция
Высокая	Весьма усиленная изоляция и катодная поляризация
Весьма высокая	То же

Примечание. Стадийность проектирования электрической защиты газопроводов от почвенной коррозии следует принимать, руководствуясь требованиями п. 6.11.

6.6. Участки газопроводов, прокладываемые через водные преграды, заболоченные места, затопляемые поймы рек, места бывших свалок мусора, шлаков, стоков от фабрик и заводов, под железнодорожными, трамвайными путями и автомагистралями и в районах с явно выраженной опасностью от повреждений блуждающими токами, независимо от коррозийности грунтов должны иметь весьма усиленную изоляцию.

6.7. Вводы газопроводов в отдельные здания, а также распределительные газопроводы, проходящие по территории, где имеются источники возможного повышения коррозийной активности грунта, должны покрываться противокоррозийной изоляцией на один класс выше, чем требуется по коррозийности грунта.

6.8. В качестве противокоррозийной изоляции могут применяться: битумные и битумо-резиновые покрытия с применением армирующих оберток из бризола или стекловолокнистого материала, покрытия из полимерных материалов (в виде лент или в порошкообразном состоянии), а также цементно-торкретированные и асфальтовые покрытия (при бестраншейной прокладке газопроводов способом продавливания без футляра) и другие конструкции противокоррозийной изоляции.

6.9. Примерные конструкции и толщины противокоррозийной изоляции различных типов приводятся в табл. 16, 17 и 18.

Таблица 16

Примерные конструкции битумной изоляции стальных газопроводов с армирующими обертками из бризола или стекловолокнистого материала

Тип изоляции	Покрытие	Толщина покрытия в *мм*	Общая толщина в *мм*
Нормальная	Грунтовка	—	3
	Битумная мастика	3	
	Крафт-бумага	—	
Усиленная	Грунтовка	—	6
	Битумная мастика	3	
	Армирующая обертка	—	
	Битумная мастика	3	
	Крафт-бумага	—	
Весьма усиленная	Грунтовка	—	9
	Битумная мастика	3	
	Армирующая обертка	—	
	Битумная мастика	3	
	Армирующая обертка	—	
	Битумная мастика	3	
	Крафт-бумага	—	

Примечания: 1. Слои мастики, приведенные в таблице, могут наноситься:
при машинном способе — в один прием;
при ручном способе — в два приема.
2. В качестве армирующей обертки рекомендуется применять стеклохолст ВВ-Г.

Таблица 17

Примерные конструкции битумно-резиновой изоляции стальных газопроводов с армирующими обертками из бризола или стекловолокнистого материала

Тип изоляции	Покрытие	Толщина покрытия в *мм*	Общая толщина в *мм*
Нормальная	Грунтовка	—	3
	Битумно-резиновая мастика	3	
	Крафт-бумага	—	
Усиленная	Грунтовка	—	5,5
	Битумно-резиновая мастика	4	
	Бризол	1,5	
Усиленная	Грунтовка	—	4
	Битумно-резиновая мастика	4	
	Стекловолокнистый материал	—	

Продолжение табл. 17

Тип изоляции	Покрытие	Толщина покрытия в *мм*	Общая толщина в *мм*
Весьма усиленная	Грунтовка	—	8,5
	Битумно-резиновая мастика	3	
	Бризол	1,5	
	Битумно-резиновая мастика	2,5	
	Бризол	1,5	
Весьма усиленная	Грунтовка	—	7,5
	Битумно-резиновая мастика	4	
	Стекловолокнистый материал	—	
	Битумно-резиновая мастика	3,5	
	Стекловолокнистый материал	—	
Весьма усиленная	Грунтовка	—	8—9
	Битумно-резиновая мастика	4,5—5	
	Стекловолокнистый материал (наносимый с нахлестом витков на 50% ширины полотнища)	—	
	Битумно-резиновая мастика	3,5—4	
	Крафт-бумага	—	

Примечания: 1. Слои мастики, приведенные в таблице, могут наноситься:
при машинном способе — в один прием;
при ручном способе — в два приема.
2. В качестве стекловолокнистого материала рекомендуется применять стеклохолст ВВ-Г.

Таблица 18

Примерные конструкции изоляции из липких лент поливинилхлорида или полиэтилена для стальных газопроводов

Тип изоляции	Покрытие	Общая толщина в *мм*
Нормальная	Грунтовка	—
	Липкая лента в один слой	0,25—0,3
Усиленная или весьма усиленная	Грунтовка	—
	Липкая лента в два слоя	0,6—0,7

6.10. К методам электрической защиты подземных газопроводов относятся:

а) защита при помощи электрических дренажей (прямых, поляризованных, усиленных);

б) катодная защита внешним током;

в) протекторная защита.

В случае, когда одним из способов защиты невозможно обеспечить требуемые защитные потенциалы на всех участках защищаемых газопроводов, следует применять защиту сочетанием двух и более перечисленных способов.

Дополнительно к устройствам электрической защиты следует применять изолирующие вставки (фланцы).

6.11. Проектирование электрической защиты от блуждающих токов для газопроводов может осуществляться в одну или две стадии в зависимости от местных условий строительства. На стадии проектного задания, а при одностадийном проектировании — в рабочих чертежах проекта газопровода, определяются ориентировочные объемы и стоимость предстоящих работ по защите газопровода от коррозии, в том числе тип электрической защиты и размещение средств защиты.

Разработка рабочих чертежей электрической защиты производится после укладки газопровода в грунт и его засыпки по фактическим величинам замеренных потенциалов «газопровод-земля». На этой стадии устанавливаются оптимальные параметры электрической защиты, обеспечивающие на газопроводе защитные потенциалы, в пределах, указанных в табл. 19, а также влияние электрической защиты на другие подземные металлические сооружения. Когда это влияние превышает действующие нормативы, то разрабатывается проект совместной электрической защиты газопровода и смежных подземных металлических сооружений.

Таблица 19

Минимальные и максимальные допустимые потенциалы для стальных сооружений

Защитный потенциал	Допустимый защитный потенциал по отношению к неполяризующемуся электроду сравнения в *в*	
	водородному	медносульфатному
Минимальный для всех сред	—0,55	—0,87
Максимально допустимый для всех сред:		
а) для сооружений с противокоррозийным покрытием	—0,9	—1,22
б) то же, с противокоррозийным покрытием, имеющим частичное разрушение	—1,2	—1,52
в) то же, без противокоррозийного покрытия	Допустимый защитный потенциал ограничивается вредным влиянием на соседние металлические сооружения	

Устройства электрической защиты на газопроводе должны быть сооружены и введены в эксплуатацию в первый год после окончания строительства газопровода, если в анодных и знакопеременных зонах, вызванных блуждающими токами, средняя разность положительных потенциалов «газопровод-земля» превышает 0,1 *в*, но не более 0,5 *в*. Когда средняя разность положительных потенциалов превышает 0,5 *в*, такие газопроводы подлежат электрической защите до сдачи их в эксплуатацию, но не позднее чем через 6 месяцев после окончания строительства.

Примечание. Если средняя разность положительных потенциалов не превышает 0,1 *в*, электрическая защита таких газопроводов осуществляется в плановом порядке, устанавливаемом исполкомами местных Советов депутатов трудящихся.

6.12. Надземные газопроводы должны быть защищены от коррозии масляной краской, лаком или другими покрытиями, выдерживающими температурные изменения и влияния атмосферных осадков.

7. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

7.1. Для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях должны предусматриваться:

а) газорегуляторные пункты, сооружаемые на территории городов и других населенных пунктов, а также на территории промышленных, коммунальных и других предприятий;

б) газорегуляторные установки, сооружаемые внутри газифицируемых зданий.

7.2. Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки в зависимости от величины давления газа на вводе в них делятся на:

а) газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки среднего давления с давлением газа до 3 *кгс/см*^{2};

б) газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки высокого давления с давлением газа более 3 до 12 *кгс/см*^{2}.

7.3. Оптимальное количество газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок в системе газоснабжения города, поселка или отдельного предприятия определяется проектной организацией на основании технико-экономических расчетов.

7.4. Размещение газорегуляторных установок на промышленных и коммунальных предприятиях, предприятиях бытового обслуживания и других потребителей газа следует производить в соответствии с требованиями раздела 8 главы СНиП II-Г.11-66 «Газоснабжение. Внутренние устройства. Нормы проектирования».

7.5. Выбор системы учета расхода газа, а также размещение счетчиков и расходомеров на промышленных и коммунальных предприятиях, предприятиях бытового обслуживания и других потребителей газа следует производить в соответствии с требованиями раздела 7 главы СНиП II-Г.11-66.

УСЛОВИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ

7.6. В зависимости от давления газа на вводе и на выходе, а также в зависимости от назначения газорегуляторные пункты могут размещаться:

а) в отдельно стоящих зданиях;

б) в пристройках к зданиям;

в) вне зданий в шкафах, устанавливаемых на несгораемой стене газифицируемого здания или на отдельно стоящей несгораемой опоре;

г) на несгораемом покрытии промышленного здания, в котором размещаются потребители газа.

Предусматривать устройство газорегуляторных пунктов в подвальных и полуподвальных помещениях, а также в колодцах не допускается.

7.7. На территории промышленных предприятий допускается размещение оборудования газорегуляторных пунктов на открытых площадках, под навесом, если атмосферные условия не будут влиять на работу устанавливаемого оборудования.

Допускается также вынос из газорегуляторных пунктов части оборудования (например, задвижек, фильтров и др.) на площадки рядом с зданиями газорегуляторных пунктов.

Во всех случаях при открытом наружном размещении оборудования газорегуляторные пункты должны иметь ограждения.

7.8. Отдельно стоящие газорегуляторные пункты могут размещаться в садах, скверах, внутри жилых кварталов, на территории промышленных и коммунальных предприятий на расстояниях от зданий и сооружений не менее указанных в табл. 20.

Таблица 20

Минимальные расстояния от отдельно стоящих газорегуляторных пунктов до зданий и сооружений

Давление газа на вводе в газорегуляторный пункт в *кгс/см²*	Расстояния по горизонтали в свету в *м*			
	до зданий и сооружений	до железнодорожных и трамвайных путей (до ближайшего рельса)	до автомобильных дорог	до воздушной линии электропередачи
До 6	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры
Более 6 до 12	15	15	8	

Примечание. Расстояния, приведенные в таблице, распространяются и на газорегуляторные пункты открытого типа.

7.9. Допускается размещение газорегуляторных пунктов среднего и высокого давлений (с давлением газа до 6 *кгс/см²*), предназначенных для газоснабжения промышленных и коммунально-бытовых предприятий, в пристройках к зданиям.

Газорегуляторные пункты с давлением газа на вводе более 6 до 12 *кгс/см²* могут размещаться в пристройках к цехам, в которых по условиям технологии требуется использование газа с давлением более 6 *кгс/см²*.

Здания, к которым пристраиваются газорегуляторные пункты, должны быть I и II степени огнестойкости с производствами, отнесенными по пожарной опасности к категориям Г и Д.

7.10. Размещение шкафных газорегуляторных пунктов допускается предусматривать на стенах газифицируемых зданий не ниже III степени огнестойкости с производствами, отнесенными по пожарной опасности к категориям Г и Д.

Шкафы должны предусматриваться из несгораемых материалов, иметь в нижней и верхней частях отверстия для вентиляции и располагаться на высоте, удобной для обслуживания и ремонта установленного оборудования.

При размещении шкафного газорегуляторного пункта на стене здания расстояние от шкафа до окна или двери должно приниматься не менее 1 *м*.

Шкафные газорегуляторные пункты на отдельно стоящей опоре должны располагаться от зданий и сооружений на расстоянии согласно табл. 20.

ТРЕБОВАНИЯ К ПОМЕЩЕНИЯМ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ

7.11. Помещения газорегуляторных пунктов должны предусматриваться одноэтажными I и II степени огнестойкости и отвечать требованиям, предъявляемым к производствам, отнесенным по пожарной опасности к категории А с покрытием легкой конструкции весом не более 120 *кг/м²*.

Применение трудносбрасываемых взрывной волной покрытий газорегуляторных пунктов допускается при общей площади оконных проемов и световых фонарей не менее 500 *см²* на каждый кубометр внутреннего объема взрывоопасного помещения.

Стены, разделяющие основное и вспомогательные помещения газорегуляторных пунктов, должны располагаться на фундаменте, связанном с фундаментом наружных стен, а также должны быть связаны с несущими (основными) стенами здания. При выполнении разделяющих стен из кирпича толщина их должна быть не менее чем в один кирпич со штукатуркой с двух сторон.

Устройство дымовых и вентиляционных каналов в этих стенах, а также в стенах, к которым пристраиваются газорегуляторные пункты, не допускается.

Пристройки, в которых размещаются газорегуляторные пункты, должны отделяться от зданий глухой стеной и иметь самостоятельный выход. Двери помещений должны открываться наружу.

Полы должны предусматриваться из трудносгораемых материалов, не дающих искрообразования при ударе (например, асфальтобетон, линолеум и др.).

Вокруг зданий газорегуляторных пунктов должна предусматриваться отмостка.

7.12. Необходимость отопления помещений газорегуляторных пунктов устанавливается проектом в зависимости от климатических условий, влажности транспортируемого газа и конструкции применяемых регуляторов и контрольно-измерительных приборов.

Отопление помещений газорегуляторных пунктов может предусматриваться водяное или паровое как от централизованного источника тепла, так и от индивидуальной отопительной установки (водонагреватель АГВ, котел ВНИИСТО-Мч и т. п.), располагаемой за глухой стеной рабочих помещений газорегуляторных пунктов. Печное отопление газорегуляторных пунктов допускается в отдельных

случаях при условии выполнения печи в виде герметичного металлического кожуха с топкой, выходящей наружу или в часть здания, не сообщающуюся с другими рабочими помещениями газорегуляторных пунктов. Температура отапливаемых помещений газорегуляторных пунктов должна приниматься не менее 5° С.

7.13. Вентиляция зданий газорегуляторных пунктов должна предусматриваться, как правило, естественной и обеспечивать воздухообмен в помещениях не менее трехкратного в час.

ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ

7.14. В каждом газорегуляторном пункте необходимо предусматривать установку следующего оборудования: фильтра для очистки газа от механических примесей, предохранительно-запорного клапана, регулятора давления, сбросного предохранительного устройства на выходе газа, запорной арматуры и манометров для замера давления газа на входе и выходе, а также устройство обводной линии (байпаса).

На промышленных предприятиях и других объектах, не допускающих по условиям производства перерывов в подаче газа, рекомендуется предусматривать устройство газорегуляторных пунктов с двумя и более параллельно и независимо работающими регуляторами. В таких газорегуляторных пунктах предохранительно-запорные клапаны не предусматриваются, а устанавливается звуковая и световая сигнализация о повышении и понижении давления газа сверх установленных пределов.

При размещении газорегуляторных установок на предприятии непосредственно в цехах установку фильтров предусматривать не требуется, если на вводе газопровода на предприятие имеется централизованный пункт очистки газа. В газорегуляторных установках, удаленных от пункта очистки газа более чем на 1000 *м*, установка фильтра обязательна.

На обводной линии (байпасе) необходимо предусматривать установку двух отключающих устройств.

7.15. При компоновке оборудования газорегуляторных пунктов необходимо предусматривать доступ к оборудованию для его монтажа, обслуживания и ремонта.

Расстояние между параллельными рядами оборудования газорегуляторных пунктов должно быть в свету не менее 40 *см*. Ширина основного прохода в помещении должна быть не менее 0,8 *м*.

При размещении оборудования на высоте более 2 *м* должны предусматриваться площадки с лестницами, огражденные перилами.

Прокладка газопроводов в каналах пола газорегуляторных пунктов не рекомендуется.

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

7.16. Выбор регулятора давления следует производить, исходя из максимального расчетного расхода газа потребителями и требуемого перепада давления при редуцировании. Пропускную способность регулятора рекомендуется принимать на 15—20% больше максимального расчетного расхода газа.

Если минимальный расход газа в начальный период эксплуатации ниже минимального расчетного (проектного), при котором устойчивая работа регулятора давления не может быть обеспечена, следует предусматривать временную установку регулятора давления с малой пропускной способностью.

В случаях резких суточных колебаний расхода газа рекомендуется предусматривать устройство двух или более регулирующих линий.

7.17. Сбросные предохранительные устройства следует устанавливать за регулятором давления газа после расходомеров.

Предохранительно-запорные клапаны устанавливаются перед регуляторами давления.

7.18. В качестве предохранительных сбросных устройств следует применять предохранительные клапаны, выбираемые в зависимости от давления газа в соответствии с рекомендациями главы СНиП I-Г.9-66 «Газоснабжение. Наружные сети и сооружения. Материалы, арматура и детали».

7.19. Необходимое рабочее сечение пружинного сбросного предохранительного клапана F в $см^2$ следует определять по формуле

$$F = \frac{q}{220P}\sqrt{\frac{T}{M}}\ см^2, \qquad (10)$$

где q — необходимая пропускная способность клапана в *кг/ч*;

P — абсолютное давление газа под клапаном в $кгс/см^2$ (принимается на 0,5 $кгс/см^2$ выше рабочего при давлении газа до 3 $кгс/см^2$ и на 15% выше рабочего при давлении газа свыше 3 $кгс/см^2$);

T — температура газа в ° К;
M — молекулярный вес газа.

Необходимый диаметр седла клапана определяется:

для полноподъемных клапанов при $h > 0{,}25d$ по формуле

$$d = 1{,}13\sqrt{F}\ см; \qquad (11)$$

для неполноподъемных клапанов при $0{,}05d < h \leqslant 0{,}25d$ по формуле

$$d = 0{,}45\frac{F}{h}\ см, \qquad (12)$$

где h — высота подъема клапана в *см*.

Примечания: 1. При наличии перед клапанами регуляторов специальных предохранительно-запорных клапанов либо при установке после газорегуляторных пунктов у потребителей дополнительных регулирующих устройств величину q следует принимать равной не менее 10% от пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов системы регулирования газорегуляторных пунктов.

2. В прочих случаях величину q следует принимать не менее пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов давления за вычетом величины возможного минимального потребления газа.

7.20. Показывающие манометры должны предусматриваться на вводе и на всех выводах газорегуляторных пунктов. Необходимость установки регистрирующих манометров устанавливается проектной организацией.

7.21. Свечи для продувки газопроводов и от предохранительных клапанов газорегуляторных пунктов должны выводиться наружу в места, обеспечивающие безопасность окружающих зданий и сооружений, но не менее чем на 1 *м* выше карниза здания газорегуляторного пункта.

Свечи, отводящие газ от предохранительных устройств шкафных газорегуляторных пунктов, устанавливаемых на отдельно стоящих опорах, должны выводиться на высоту не менее чем на 4 *м* от уровня земли, а при установке шкафных газорегуляторных пунктов на стенах зданий — на 1 *м* выше карниза здания. Условный диаметр свечи должен быть не менее 19 *мм*.

7.22. Контрольно-измерительные приборы (КИП) с электрическим приводом, устанавливаемые внутри помещений газорегуляторных пунктов, должны быть во взрывозащищенном исполнении. Приборы в нормальном исполнении могут устанавливаться в соответствии с требованиями п. 7.26.

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ. МОЛНИЕЗАЩИТА. СВЯЗЬ

7.23. Электрооборудование газорегуляторных пунктов и мероприятия по молниезащите должны проектироваться в соответствии с требованиями «Временных указаний по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений» (СН 305—65), «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) Министерства энергетики и электрификации СССР, а также требованиями настоящей главы.

7.24. Электроосвещение газорегуляторных пунктов может быть внутренним во взрывозащищенном исполнении или наружным в нормальном исполнении (кососвет).

Электрические распределительные щитки должны устанавливаться вне помещения газорегуляторного пункта или в смежном помещении, предназначенном для размещения оборудования телеавтоматизации или отопительного котла.

Не находящиеся под напряжением металлические части электроустановок должны быть заземлены.

7.25. Газорегуляторные пункты, расположенные от зданий и сооружений на расстоянии, превышающем высоту этих зданий, должны быть оборудованы отдельно стоящими или установленными на здании газорегуляторных пунктов молниеотводами.

В случае применения молниеотводов, устанавливаемых на здании газорегуляторного пункта, прокладку токоотводов следует предусматривать непосредственно по стенам газорегуляторного пункта и каждый из них должен присоединяться к заземлителю с импульсным сопротивлением растеканию не более 10 *ом*.

Заземлитель рекомендуется располагать в земле вне здания по его контуру на расстоянии 0,8—1 *м* от фундаментов здания газорегуляторного пункта.

К заземлителю защиты от прямых ударов молнии не допускается присоединение рабочего защитного заземления.

7.26. В каждом газорегуляторном пункте рекомендуется предусматривать установку телефонного аппарата, который, как правило, должен быть во взрывозащищенном исполнении.

При установке аппарата в нормальном исполнении последний следует устанавливать вне помещения газорегуляторного пункта в нише (например, в металлическом запираю-

щемся ящике) или в смежном помещении, предназначенном для оборудования телеавтоматизации или отопительного котла.

8. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ СИСТЕМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ

8.1. Применение для систем газоснабжения городов и других населенных пунктов и промышленных объектов комплексной (телеизмерения, телеуправления, телесигнализации и автоматической настройки регуляторов давления) или частичной телемеханизации (телеизмерения, телесигнализации и автоматической настройки регуляторов давления) должно быть обосновано технико-экономическими расчетами и условиями обеспечения оптимальных режимов давления, безопасной и надежной эксплуатации.

8.2. Телемеханические устройства, применяемые в системах городского газоснабжения, должны обеспечивать:

а) централизованный контроль заданных параметров давления и расходов газа в различных контролируемых пунктах (КП) системы городского газоснабжения;

б) сигнализацию отклонений контролируемых параметров от заданных значений;

в) сигнализацию эксплуатационного состояния предохранительно-запорных устройств, обслуживающих тупиковые сети, запорных кранов, линейных задвижек, систем отопления и других устройств двухпозиционного регулирования;

г) поддержание оптимальных режимов давления газа в распределительных сетях при изменении расходов газа;

д) централизованное управление запорными кранами и настройкой регуляторов давления.

Примечания: 1. Телеуправление запорными кранами рекомендуется применять на ответственных пунктах системы, где по условиям эксплуатации необходимо срочное отключение и включение отдельных участков распределительных газовых сетей.

2. Телеуправление настройкой регуляторов давления рекомендуется применять для газорегуляторных пунктов с резко изменяющимися нагрузками, а также для газорегуляторных пунктов буферных предприятий, работающих по заданному графику газопотребления.

8.3. Система телемеханизации должна проектироваться так, чтобы повреждения телемеханических устройств или каналов связи (т. е. потеря телеуправления, телеизмерения и телесигнализации) не вызывали бы изменений в положении или работе основных контролируемых или управляемых агрегатов системы газоснабжения.

8.4. При проектировании телемеханизации системы газоснабжения должны быть учтены требования «Правил устройства электроустановок».

СРЕДСТВА ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ

8.5. Средствами телемеханизации являются: устройства телеуправления, телесигнализации, телеизмерения и каналы связи, а также диспетчерские пульты, щиты — мнемопланы и источники питания.

8.6. При проектировании систем телемеханизации наиболее целесообразно предусматривать использование многоканальных систем связи.

8.7. В системе газоснабжения для измерения разноименных параметров газа рекомендуется предусматривать применение системы телеизмерения, не требующей установки разнотипной измерительной аппаратуры.

В целях уменьшения числа телеизмерительных приборов на диспетчерских пунктах для измерения как одноименных, так и разноименных параметров газа следует, как правило, предусматривать общие приемные приборы.

Примечание. Для измерения разнопредельных параметров газа рекомендуется предусматривать общие приборы со шкалой, проградуированной в процентах.

8.8. Размещение аппаратуры контроля и управления рекомендуется предусматривать в следующем виде: на диспетчерском пульте располагаются ключи вызова телеизмерений, управления и квитирования или телефонные номеронабиратели, используемые для той же цели, а также приемные приборы телеизмерений и световые табло-нумераторы.

8.9. На мнемоплане в точках расположения контролируемых пунктов должны размещаться сигнальные лампочки (зеленая — нормального режима работы объекта и красная — аварийной сигнализации). Аварийная световая сигнализация должна сопровождаться акустическим квитируемым сигналом.

8.10. Резервирование питания телемеханических устройств на диспетчерском пункте должно быть, как правило, от второго источника переменного тока (трансформаторной подстанции). В отдельных случаях допускается резервное питание от аккумуляторной бата-

реи, работающей в режиме постоянного подзаряда. Резервирование питания телемеханических устройств на контролируемых пунктах не требуется.

8.11. Питание телемеханических устройств на контролируемых пунктах в зависимости от устанавливаемой аппаратуры может осуществляться как от местного источника переменного тока сетевого напряжения, так и централизованно.

8.12. В контролируемых пунктах должна быть предусмотрена возможность двухсторонней телефонной связи с диспетчерским пунктом по линиям связи, используемым для телемеханики. Допускается перерыв телеизмерения и управления при телефонном разговоре.

8.13. Система телемеханики должна обеспечивать со стороны диспетчерского пункта контроль исправности линий связи с контролируемыми пунктами.

ОБЪЕМ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ

8.14. Объем телемеханизации (количество телемеханизированных объектов) системы газоснабжения должен быть минимально необходимым и сочетаться с уровнем существующей автоматизации на объектах системы.

8.15. Объем телесигнализации должен обеспечить передачу на диспетчерский пункт предупредительных и аварийных сигналов при отклонении контролируемых параметров газа от установленных норм, а также других отклонений от нормальной работы контролируемых пунктов. Аварийные сигналы должны подаваться с контролируемых пунктов без вызова диспетчера.

8.16. Объем телеизмерения должен обеспечить диспетчерскому персоналу возможность замера основных параметров газа, отображающих работу системы газоснабжения, и необходимых диспетчеру как для рационального оперативного управления системой газоснабжения, так и для возможности локализации и ликвидации аварий.

Примечание. При определении объема телеизмерений необходимо рассмотреть возможность, в отдельных случаях, замены телеизмерений телесигнализацией.

8.17. Телеизмерение во всех системах газоснабжения может осуществляться по вызову с диспетчерского пункта с воспроизведением значений параметров газа на показывающих приборах и путем циклического опроса с автоматической регистрацией параметров газа.

Примечание. Объем регистрации величин параметров газа на диспетчерском пункте должен быть обоснован.

8.18. Объем телеуправления должен обеспечить диспетчерскому персоналу возможность управления настройкой регуляторов давления газа и запорными кранами на газопроводах для установления наиболее рациональных эксплуатационных режимов в системе газоснабжения, а также для скорейшей локализации и ликвидации аварий, если эта задача не решается средствами автоматики.

8.19. В городской системе газоснабжения телемеханизации подлежат:

а) выходы всех газораспределительных станций;

б) все газорегуляторные пункты высокого давления, питающие закольцованные газовые сети высокого и среднего давления;

в) все газорегуляторные пункты, обслуживающие тупиковые газовые сети;

г) наиболее характерные газорегуляторные пункты в закольцованных сетях низкого давления, имеющие наибольшее влияние на перераспределение газа в сети;

д) газорегуляторные пункты крупных промышленных предприятий, требующие контроля и управления, в частности газорегуляторные пункты буферных предприятий.

Объем телемеханизации каждого контролируемого пункта должен приниматься в соответствии с табл. 21.

Таблица 21

Объем телеавтоматизации контролируемых пунктов

№ п/п	Наименование контролируемого пункта	Телеизмерение		
		давления газа		расхода газа
		входного	выходного	
1	Газораспределительная станция	—	П—В	П—В
2	Газорегуляторные пункты высокого давления, питающие закольцованные сети высокого и среднего давления	П—В	Р—Ц; П—В	—
3	Газорегуляторные пункты, обслуживающие тупиковые газовые сети	—	Р—Ц; Р—В	—
4	Газорегуляторные пункты наиболее характерные в закольцованных газовых сетях низкого давления	П—В	Р—Ц; П—В	—

Продолжение табл. 21

№ п/п	Наименование контролируемого пункта	Телеизмерение		
		давления газа		расхода газа
		входного	выходного	
5	Газорегуляторные пункты промышленных предприятий, требующих контроля и управления	Р—Ц; П—В	—	Р—Ц; П—В

Примечания: 1. Буквами обозначены: П — телеизмерение показывающее; В — опрос по вызову; Р — телеизмерение регистрируемое; Ц — опрос циклический.

2. Для всех контролируемых пунктов предусматривается: телесигнализация; телеуправление (кроме поз. 1, 3, 4); телефонная связь (кроме поз. 5) и автоматические устройства для регулирования выходного давления по расходу газа.

3. По поз. 1 и 2 предусматривается телесигнализация пределов входного и выходного давлений, а по поз. 3, 4 и 5 — телесигнализация пределов выходного давления.

ВЫБОР СХЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОЙ СВЯЗИ

8.20. При проектировании телемеханизации в городских газовых хозяйствах могут быть приняты следующие схемы диспетчерской связи:

а) одноступенчатая ДП-КП (диспетчерский пункт — контролируемые пункты), когда имеются прямые свободные телефонные линии связи между диспетчерским пунктом и всеми контролируемыми пунктами;

б) двухступенчатая ЦДП-МДП-КП (центральный диспетчерский пункт-местные диспетчерские пункты-контролируемые пункты), когда имеются местные диспетчерские пункты, находящиеся в разных районах города;

в) кольцевая ЦДП-КП (центральный диспетчерский пункт — контролируемые пункты), когда ограничено количество свободных пар телефонных проводов с применением селекторной связи всех контролируемых пунктов с центральным диспетчерским пунктом.

ЛИНИИ СВЯЗИ

8.21. В качестве линий диспетчерской связи должны, как правило, использоваться прямые проводные (кабельные и воздушные) линии городской телефонной сети, выделенные для целей телемеханизации. При отсутствии прямых проводов могут быть использованы занятые линии телефонной связи.

8.22. Проектирование линий связи для телемеханизации должно выполняться в соответствии с правилами по строительству линейных сооружений городских телефонных сетей.

8.23. Клеммы в кабельных распределительных коробках, ящиках и шкафах, относящиеся к телемеханическим каналам связи, должны иметь соответствующие обозначения.

ДИСПЕТЧЕРСКИЕ И КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПУНКТЫ

8.24. Диспетчерский пункт должен иметь следующие помещения:

а) диспетчерскую, в которой размещаются щит с мнемопланом и диспетчерский пульт;

б) аппаратную, в которой размещается аппаратура, не требующая постоянного наблюдения со стороны диспетчера;

в) мастерскую для производства мелкого ремонта и наладки телемеханической аппаратуры;

г) вспомогательные служебные помещения (кладовая, комната отдыха, санузел).

8.25. Температура воздуха в контролируемых пунктах, в которых предусматривается размещение телемеханических устройств, должна быть не ниже +5 и не выше +40° С.

8.26. Телемеханические устройства, предусматриваемые к установке на контролируемых пунктах, должны быть, как правило, во взрывозащищенном исполнении.

При применении телемеханических устройств в нормальном исполнении их размещение должно предусматриваться только во взрывобезопасных помещениях.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

1. Общая часть 3
Область применения . . . . . —
Общие указания . . . . . —
2. Системы газоснабжения и нормы давлений газа 4
3. Расчетные расходы газа 5
Годовые расходы газа . . . . . —
Часовые расходы газа 7
4 Газопроводы 9
Общие требования . . . . . —
Гидравлический расчет газопроводов . . . . . —
Прокладка газопроводов 12
Подземные газопроводы 13
Надземные газопроводы 14
Дополнительные требования к прокладке газопроводов в особых условиях строительства 18
Районы вечномерзлых грунтов . . . . . —
Подрабатываемые территории . . . . . —
Районы с сейсмичностью более 6 баллов 19
Просадочные, набухающие, пучинистые и насыпные грунты . . . . . —
Переходы газопроводов через водные преграды, овраги и т. п. . . . . —
Переходы газопроводов через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги 21
Установка отключающих устройств 22
5 Сооружения на газопроводах 24
Колодцы и коверы . . . . . —
Контрольно-измерительные пункты и ориентирные знаки . . . . . —
6. Защита газопроводов от коррозии 25
7. Газорегуляторные пункты 28
Общие требования . . . . . —
Условия размещения газорегуляторных пунктов . . . . . —
Требования к помещениям газорегуляторных пунктов 29
Оборудование газорегуляторных пунктов 30
Электрооборудование. Молниезащита. Связь 31
8. Телемеханизация систем газоснабжения 32
Общие требования . . . . . —
Средства телемеханизации . . . . . —
Объем телемеханизации 33
Выбор схемы диспетчерской связи 34
Линии связи . . . . . —
Диспетчерские и контролируемые пункты . . . . . —

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ СОВЕТА МИНИСТРОВ СССР
ПО ДЕЛАМ СТРОИТЕЛЬСТВА
(ГОССТРОЙ СССР)

Строительные нормы и правила
Часть II. Раздел Г. Глава 13

Газоснабжение
Наружные сети и сооружения
Нормы проектирования
СНиП II-Г.13-66

* * *

Стройиздат
Москва, К-31, Кузнецкий мост, д. 9

* * *

Редактор издательства Л. Т. Калачева
Технический редактор В. М. Родионова
Корректор Л. П. Бирюкова

Сдано в набор 19/I 1967 г. Подписано к печати 10/VI 1967 г.
Формат 84×108¹/₁₆. 3,78 усл. печ. л. (уч.-изд. 4,11 л.). Тираж 68 000 экз.
Изд. № XII-736. Заказ № 126. Цена 21 коп.

Владимирская типография Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР
Гор. Владимир, ул. Победы, д. 18-б

gost.e-ecolog.ru