

Система нормативных документов в строительстве

**СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА
ПРИДНЕСТРОВСКОЙ МОЛДАВСКОЙ РЕСПУБЛИКИ**

**Инженерное оборудование зданий и сооружений.
Внешние сети и сооружения.**

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

СНиП ПМР 42-01-2011

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ОРГАН УПРАВЛЕНИЯ
ПРИДНЕСТРОВСКОЙ МОЛДАВСКОЙ РЕСПУБЛИКИ
В ОБЛАСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА

Тирасполь
2011



ПРЕДИСЛОВИЕ

1. Настоящие строительные нормы и правила разработаны на базе нормативных документов Российской Федерации.

2. ПРИНЯТЫ И ВВЕДЕНА В ДЕЙСТВИЕ приказом Министерства промышленности Приднестровской Молдавской Республики от «__» _____ № ____.

3. Согласован с

4. Вводятся взамен СНиП ПМР 42-01-02, СНиП ПМР 42-02-02

СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА ПРИДНЕСТРОВСКОЙ МОЛДАВСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Инженерное оборудование зданий и сооружений.

Внешние сети и сооружения.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Дата введения «__» _____ 2011 г.

ВВЕДЕНИЕ

Настоящие Нормы распространяются на проектирование, строительство новых, расширение, реконструкцию, техническое переоснащение (далее - строительство) и эксплуатацию систем газоснабжения для обеспечения потребителей природными горючими газами нефтяных газовых и газоконденсатных месторождений (далее - газами) и газо-воздушными смесями на их основе с избыточным давлением не более 1,2 МПа, а также сжиженными углеводородными газами (далее - СУГ) с избыточным давлением не более 1,6 МПа.

Требования этих Норм являются обязательными для организаций и учреждений, юридических и физических лиц, осуществляющих проектирование, строительство и эксплуатацию систем газоснабжения независимо от форм собственности и принадлежности.

Настоящие Нормы не распространяются на:

- технологические газопроводы и газовое оборудование химических, нефтехимических, нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих производств и предприятий черной металлургии;
- опытные и экспериментальные агрегаты и установки, а также установки, которые используют энергию взрыва газовоздушных смесей и установки для получения защитных газов;
- передвижные газоиспользующие установки, а также газовое оборудование автомобильного и железнодорожного транспорта, речных, морских и воздушных судов;
- автомобильные газонаполнительные компрессорные и совмещенные станции для заправки автомобилей сжатым природным газом и жидким топливом;
- газопроводы и газовое оборудование предприятий и установок, которые используют природный газ с избыточным давлением свыше 1,2 МПа, а также искусственные газы, биогаз, газ дегазации, газовоздушные смеси на их основе и другие горючие газы;

Проектирование, строительство и эксплуатация газового оборудования лабораторий, коммунальных и коммунально-бытовых объектов, испарительных, резервуарных баллонных установок СУГ, расположенных на территориях предприятий химических, нефтехимических, нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих производств и предприятий черной металлургии осуществляется согласно требованиям настоящих Норм.

Термины и определения приведены в приложении А.

Перечень нормативных документов, на которые даны ссылки в данных нормах, приведен в приложении Б.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ

1 Общие положения

1.1 Система газоснабжения города (поселка) - газопроводы от ГРС до потребителей, установки СУГ, сооружения на газопроводах и средства защиты от электрохимической коррозии, газорегуляторные пункты (далее - ГРП), газовое оборудование зданий промышленных и сельскохозяйственных предприятий, котельных, предприятий бытового обслуживания, общественных зданий и жилых домов.

Газовое хозяйство предприятия - газопроводы, установки СУГ, сооружения на газопроводах, средства защиты от электрохимической коррозии, ГРП, газорегуляторные установки (далее - ГРУ), газооборудование газифицированных вспомогательных производственных и административно-бытовых зданий, размещенных на территории предприятия.

1.2 Системы газоснабжения населенных пунктов и отдельных потребителей газа должны обеспечивать надежное и безопасное газоснабжение, а также возможность оперативного отключения ответвлений к обособленным микрорайонам, предприятиям, потребителям и отключения участков закольцованных газопроводов с давлением газа более 0,005 МПа.

При проектировании систем газоснабжения следует предусматривать технические решения, обеспечивающие рациональное использование газового топлива, материалов и оборудования.

1.3 При проектировании систем газоснабжения кроме требований настоящих норм следует руководствоваться указаниями «Правил безопасности в газовом хозяйстве» и «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правил поставки и пользования газом потребителями Приднестровской Молдавской Республики», «Правил пожарной безопасности в Приднестровской Молдавской Республике», а также других нормативных документов, утвержденных или согласованных с исполнительным органом государственной власти в области строительства.

1.4 Газ, предусмотренный для использования в качестве топлива должен соответствовать ГОСТ 5542 для природного газа и ГОСТ 20448 и ГОСТ 27578 для СУГ.

1.5 Газ, подаваемый потребителю, должен одорироваться. Интенсивность запаха газа определяется по ГОСТ 22387.5.

Допускается подача неодорированного газа для производственных установок промышленных предприятий при условии прохождения подводящего газопровода к предприятию вне территории населенных пунктов, установки сигнализаторов загазованности в помещениях, где расположены газовое оборудование и газопроводы.

1.6 Температура газа, выходящего из газораспределительных станций магистральных газопроводов (далее ГРС) при подаче в подземные газопроводы, должна быть не ниже минус 10 °С, а при подаче в наземные и надземные газопроводы не ниже расчетной температуры наружного воздуха для района строительства.

За расчетную температуру наружного воздуха следует принимать температуру наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 по СНиП ПМР 23-01-02.

При подаче из ГРС газа с отрицательной температурой в подземные газопроводы, прокладываемые в пучинистых грунтах, должны быть учтены мероприятия по устойчивости газопровода, предусмотренные в разделе 10.

1.7 Использование в качестве топлива смеси СУГ с воздухом и других газоздушных смесей допускается при содержании горючих и негорючих компонентов в соотношении, обеспечивающем превышение верхнего концентрационного предела воспламеняемости смеси (далее - ВКПВ) не менее чем в 2 раза.

Содержание вредных примесей в газоздушных смесях не должно превышать значений, приведенных в ГОСТ 5542 и ГОСТ 20448, соответственно для природного газа и СУГ.

1.8 Системы и объекты газоснабжения следует проектировать с учетом максимальной

индустриализации строительно-монтажных работ за счет применения сборно-блочных, стандартных и типовых элементов и деталей, изготовленных на заводах или в заготовительных мастерских.

1.9 В проектах систем и объектов газоснабжения необходимо предусматривать мероприятия по безопасности газоснабжения согласно правил безопасности газовом хозяйстве, пожарной безопасности, СНиП ПМР 21-01-03, Правил пожарной безопасности в Приднестровской Молдавской Республике (ППБ 01-06), охраны труда согласно Закона ПМР «Об охране и безопасности труда», оценки воздействий на окружающую среду в соответствии с требованиями разд. 9 СНиП ПМР 34-02-02 и разделом 13 как на период строительства, так и на период эксплуатации.

2 Системы газоснабжения и нормы давления газа

2.1 Выбор систем распределения газа по давлению, количеству ступеней редуцирования, количества ГРС, ГРП, газорегуляторных пунктов блочных (далее - ГРПБ), шкафных газорегуляторных пунктов (далее - ШРП) и принципа построения систем распределительных газопроводов (кольцевые, тупиковые, смешанные) следует производить на основании технико-экономических расчетов с учетом объема, структуры и плотности газопотребления, надежности и безопасности газоснабжения, а также местных условий строительства и эксплуатации.

2.2 Газопроводы в зависимости от давления транспортируемого ими газа подразделяются на:

газопроводы высокого давления I категории - при рабочем давлении газа от 0,6 до 1,2 МПа для природного газа и газоздушных смесей и до 1,6 МПа для СУГ;

газопроводы высокого давления II категории - при рабочем давлении газа от 0,3 до 0,6 МПа;

газопроводы среднего давления - при рабочем давлении газа от 0,005 МПа до 0,300 МПа;

газопроводы низкого давления - при рабочем давлении газа до 0,005 МПа.

2.3 Системы газоснабжения могут быть:

одноступенчатые, с подачей газа потребителям только по газопроводам одного давления (низкого или среднего);

двухступенчатые, с подачей газа потребителям по газопроводам двух давлений - среднего и низкого, среднего и высокого I и II категории, высокого II категории и низкого;

трехступенчатые, с подачей газа потребителям по газопроводам трех давлений - высокого I или II категории, среднего и низкого;

многоступенчатые, при которых распределение газа осуществляется по газопроводам четырех давлений: высокого I и II категории, среднего и низкого.

Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, должна осуществляться только через ГРП, ГРПБ, ШРП, комбинированные домовые регуляторы давления (далее - КДРД).

2.4 Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения, приведена в приложении В.

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

Давление газа перед бытовыми газовыми приборами следует принимать в соответствии с паспортными данными приборов, но не более указанного в позиции 3 таблицы 1.

2.6 Для тепловых установок промышленных предприятий и отдельно стоящих котельных допускается использование газа с давлением до 1,2 МПа, если такое давление требуется по условиям технологии производства.

Прокладка газопроводов с давлением газа более 0,6 до 1,2 МПа, осуществляется в соответствии с требованиями таблицы 15 СНиП ПМР 30-01-2010.

Таблица 1

Потребители газа	Давление газа, МПа
1. Производственные здания промышленных предприятий и здания сельскохозяйственных предприятий, а также отдельно стоящие предприятия бытового обслуживания населения производственного назначения (бани, прачечные, фабрики, химчистки и т.п.)	0,600
2. Котельные: - отдельно стоящие на территории предприятий;	0,600
- то же на территории населенных пунктов;	0,600
- пристроенные к производственным зданиям и встроенные в эти здания;	0,600
- пристроенные и встроенные в общественные здания;	0,005
- пристроенные к жилым зданиям;	0,005

- крышные здания всех назначений	0,005
3. Жилые здания, пристроенные к ним здания и встроенные в них (кроме котельных) помещения предприятий торговли, бытового обслуживания населения, общественного питания, аптек, фельдшерско-акушерских пунктов, амбулаторий, учреждений и т.п.	0,003

3 Расчетные расходы газа. Гидравлический расчет газопроводов

3.1 Годовые расходы газа для каждой категории потребителей следует определять на конец расчетного периода с учетом перспективы развития объектов - потребителей газа.

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

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

Нормы расхода газа для потребителей, не перечисленных в таблице 2, следует принимать по нормам расхода других видов топлива или по данным фактического расхода используемого топлива с учетом коэффициента полезного действия (далее - КПД) топливоиспользующего оборудования при переходе на газовое топливо.

3.3 При составлении проектов генеральных планов населенных пунктов допускается принимать укрупненные показатели потребления газа, м³/год на 1 человека, при теплоте сгорания газа 34 МДж/м³:

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

Если теплота сгорания применяемого газа отличается от приведенной, укрупненные показатели следует умножить на коэффициент

$$K = \frac{34}{Q_H}, \quad (1)$$

где Q_H - теплота сгорания применяемого газа, МДж/м

Таблица 2

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж
1 Жилые здания		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении:	На 1 человека в год	2800
	То же	2540
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении:	- " -	8000
	- " -	7300
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении:		

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж
природным газом	- " -	4600
СУГ	- " -	4240
2 Общественные здания		
2.1 Предприятия бытового обслуживания		
Фабрики-прачечные:		
на стирку белья в механизированных прачечных	На 1 т. сухого белья	8800
на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами	То же	12600
на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	- " -	18800
Дезкамеры:		
на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах	- " -	2240
на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	- " -	1260
Бани:		
мытьё без ванн	На 1 помывку	40
мытьё в ваннах	То же	50
2.2 Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе: на приготовление обедов (не зависимо от пропускной способности предприятия)	На 1 обед	4,2
На приготовление завтраков или ужинов	На 1 завтрак или ужин	2,1
2.3 Учреждения здравоохранения		
Больницы, родильные дома: на приготовление пищи	На 1 койку в год	3200
на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	Тоже	9200
3 Промышленные здания		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни: на выпечку хлеба формового	На 1 т изделий	2500
на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы	Тоже	5450
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т.п.)	- " -	7750
Примечание 1. Нормы расхода теплоты на жилые дома, учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях.		
Примечание 2. При применении газа для лабораторных нужд школ, вузов, техникумов и других специальных учебных заведений норму расхода теплоты следует принимать в размере 50 МДж в год на одного учащегося.		
Примечание 3. Нормы расхода теплоты не учитывают расход теплоты на отопление.		

3.4 Годовые расходы теплоты на нужды предприятий торговли, предприятий бытового обслуживания непроизводственного характера и т.п. следует принимать в размере до 5 % суммарного расхода теплоты на жилые дома, приведенного в таблице 2.

3.5 Годовые расходы теплоты на технологические нужды промышленных и сельскохозяйственных предприятий следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД топливоиспользующего оборудования при переходе на газовое топливо)

этих предприятий с перспективой их развития или на основе технологических норм расхода топлива (теплоты).

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

Таблица 3

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

3.7 Системы газоснабжения городов, поселков и сел должны рассчитываться на максимальный расчетный часовой расход газа.

3.8 Максимальный расчетный часовой расход газа Q_d^h , м³/ч, при 0 °С и давлении газа 0,1 МПа на хозяйственно-бытовые и производственные нужды следует определять как долю годового расхода газа по формуле:

$$Q_d^h = K_{\max}^h Q_y, \quad (2)$$

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

Q_y - годовой расход газа, м³/год.

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

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

3.9 Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности и предприятий бытового обслуживания производственного характера (за исключением предприятий, приведенных в таблице 5) следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД оборудования при переходе на газовое топливо) или по формуле (3) исходя из годового расхода газа с учетом коэффициентов часового максимума по отраслям промышленности, приведенных в приложении Г.

Таблица 4

Число жителей, снабжаемых газом, тыс.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления), K_{\max}^h
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500

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

Примечание. Для обособленных жилых районов, отдельных улиц, групп жилых домов при числе жителей до 0,5 тысяч человек расчетный часовой расход газа следует определять по сумме номинальных расходов газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия (приложение Д) по формуле (3).

Таблица 5

Предприятия	Коэффициент часового максимума расхода газа, K_{\max}^h
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Столовые, рестораны, кафе и т.п.	1/2000
Хлебозаводы, хлебокомбинаты и пекарни	1/6000

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

3.10 Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетные часовые расходы газа Q_d^h , м³/ч, следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициентов одновременности их действия по формуле:

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{\text{sim}} q_{\text{nom}} n_i, \quad (3)$$

где $\sum_{i=1}^m$ - сумма произведений величин $K_{\text{sim}} q_{\text{nom}}$ и n_i от i до m ;

K_{sim} - коэффициент одновременности, значение которого следует принимать для жилых домов по приложению Д;

q_{nom} - номинальный расход газа прибором или группой приборов, м³/ч, принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов;

n_i - число однотипных приборов или групп приборов, шт.;

m - число типов приборов или групп приборов, шт.

3.11 Расчетные годовые и часовые расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения следует определять в соответствии с требованиями СНиП ПМР 40-01-02, СНиП ПМР 41-01-02 и СНиП ПМР 41-02-02.

3.12 Гидравлические режимы работы распределительных газопроводов низкого, среднего и высокого давлений должны приниматься из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы ГРП, ГРПБ, ШРП, КДРД, а также работы горелок газоиспользующего оборудования в допустимых диапазонах давления газа.

3.13 Расчетные внутренние диаметры газопроводов необходимо определить гидравлическим расчетом из условия обеспечения бесперебойного и надежного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

Гидравлический расчет газопроводов выполняют согласно рекомендациям, приведенным в приложении Е.

3.14 Гидравлический расчет газопроводов для одноступенчатых систем газоснабжения среднего давления до 0,3 МПа с применением КДРД, выполняется аналогично гидравлическому расчету газопроводов низкого давления из расчета обеспечения, в часы максимального gasопотребления, в самых отдаленных точках системы от ГРП давления газа не менее 0,05 МПа.

При наличии сосредоточенных потребителей необходимо учитывать требования 3.12.

4 Наружные газопроводы

Общие указания

4.1 Проекты на строительство наружных газопроводов, прокладываемых по территории населенных пунктов и между ними, следует выполнять на топографических планах в масштабах, предусмотренных СНиП ПМР 11-02-02 и ГОСТ 21.610:

- на территории городов и поселков - 1:500;
- на территории сел - 1:500, 1:1000;
- вне территории населенных пунктов - 1:2000.

Допускается выполнение проектов межпоселковых газопроводов на планах М 1:5000 при закреплении оси трассы в натуре.

Продольные профили следует выполнять для участков газопроводов со сложным рельефом, наличием подземных инженерных сетей, переходов и пересечений газопроводами железных дорог, автодорог, водных преград, оврагов и балок.

Для участков газопроводов, прокладываемых на местности со спокойным рельефом и однородными грунтами продольные профили разрешается не составлять. В этих случаях в местах пересечения с подземными коммуникациями продольные профили газопроводов допускается составлять в виде эскизов.

4.2 Наружные газопроводы на территории населенных пунктов прокладывают, как правило, подземно в соответствии с требованиями СНиП ПМР 30-01-2010.

Надземная и наземная прокладка наружных стальных газопроводов допускается внутри жилых кварталов и дворов, на участках трасс по улицам (проездам) при невозможности подземной прокладки из-за насыщенности подземными коммуникациями, наличии скальных грунтов, выходящих на поверхность, а также при пересечении газопроводами естественных преград (реки, ручьи, овраги, балки и т.п.). Надземная прокладка наружных газопроводов должна согласовываться с органами градостроительства и архитектуры.

На территории промышленных предприятий прокладку стальных наружных газопроводов следует осуществлять, как правило, надземно в соответствии с требованиями СНиП ПМР 30-04-02.

4.3 Выбор трассы и материала труб (стальных или полиэтиленовых) подземных газопроводов, прокладываемых по территории населенных пунктов и межпоселковых газопроводов следует производить на основании проработок с учетом коррозионной агрессивности грунтов, наличия блуждающих токов в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и требований, изложенных в разделе 13.

4.4 Места вводов газопроводов в жилые дома должны предусматриваться в нежилые помещения, доступные для обслуживания газопроводов.

В существующих жилых домах, принадлежащих гражданам на правах личной собственности, допускается вводы газопроводов осуществлять в жилые помещения, где установлены отопительные приборы, при условии установки дополнительного отключающего устройства снаружи зданий.

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

Размещение отключающих устройств на этих газопроводах следует предусматривать снаружи зданий в местах доступных для обслуживания.

4.5 Вводы газопроводов в здания промышленных предприятий и другие здания

производственного характера следует предусматривать непосредственно в помещения, где находятся агрегаты, потребляющие газ, или в смежные с ним помещения при условии соединения этих помещений открытым проемом. При этом воздухообмен в смежных помещениях должен быть не менее трехкратного в час.

4.6 Вводы газопроводов не должны проходить через фундаменты и под фундаментами зданий.

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

4.8 Конструктивные решения вводов следует принимать с учетом требований 4.25.

4.9 Соединения стальных труб следует предусматривать на сварке.

Разъемные (фланцевые и резьбовые) соединения на стальных газопроводах разрешается предусматривать в местах установок запорной арматуры, на конденсатосборниках, в местах присоединений контрольно-измерительных приборов и устройств электрозащиты.

Не допускается предусматривать в грунте разъемные соединения на газопроводе.

4.10 Соединение полиэтиленовых труб между собой и со стальными трубами, устройство и размещение разъемных и неразъемных соединений на полиэтиленовых газопроводах следует производить согласно требованиям, изложенным в подразделе «Газопроводы из полиэтиленовых труб» этого раздела.

4.11 В населенных пунктах при строительстве наружных газопроводов вводы и выпуски всех подземных коммуникаций (водопровода, канализации, теплотрасс, телефона и др.), которые проходят сквозь подземную часть (фундаменты) внешних стен домов, должны быть тщательно уплотнены в соответствии с требованиями СНиП ПМР 31-05-2010 Часть I, II.

Подземные газопроводы

4.12 Минимальные расстояния (в свету) газопроводов до подземных инженерных сетей, зданий и сооружений следует принимать в соответствии с требованиями СНиП ПМР 30-01-2010. Указанные расстояния от зданий ГРП до входящих и выходящих газопроводов не нормируются.

Допускается уменьшение до 50 % расстояний, указанных в СНиП ПМР 30-01-2010, для газопроводов давлением до 0,6 МПа, при подземной прокладке их между зданиями и под арками зданий, в стесненных условиях на отдельных участках трасс (на которых невозможно выдержать нормативные расстояния), а также от стальных газопроводов давлением более 0,6 МПа до отдельно стоящих нежилых строений, при условии, что на этих участках и по 5 м в каждую сторону от них будет выполнено одно из следующих требований:

а) для стальных газопроводов:

- применение бесшовных или электросварных труб, прошедших стопроцентный контроль заводского сварного соединения физическими методами контроля, или электросварных труб, не прошедших такого контроля, но проложенных в футлярах;

- проверку всех монтажных сварных стыков физическими методами контроля на участках со стесненными условиями и по одному стыку в каждую сторону от этих участков;

б) для полиэтиленовых газопроводов:

- применение длинномерных труб без соединений;

- использование труб мерной длины, соединенных муфтами с закладными нагревателями;

- прокладка труб мерной длины в стальном футляре;

- замена на стальные трубы, соответствующие требованиям п.4.14 (абзацы 1,2,4)

При этом на высоте 400-500 мм над полиэтиленовыми газопроводами, проложенными без футляров, следует укладывать предупредительную полимерную ленту желтого цвета шириной не менее 200 мм с несмываемой надписью «Газ».

4.13 Футляры, которые применяются в стесненных условиях, должны приниматься из стальных труб. Внутренние диаметры футляров для стальных газопроводов следует принимать больше наружных диаметров газопроводов не менее, чем на 100 мм при диаметрах газопроводов до 250

мм (включительно) и не менее чем 200 мм при диаметрах газопроводов более 250 мм.

Для полиэтиленовых газопроводов внутренний диаметр футляров следует принимать больше внешних диаметров газопроводов не менее чем на 40 мм при диаметре газопроводов до 90 мм и не менее чем на 80 мм при диаметрах газопроводов более 90 мм.

Концы футляров при прокладке в них газопроводов должны уплотняться:

- при укладке стальных газопроводов - смоленной пряждью, битумом и др.;
- при укладке полиэтиленовых газопроводов - диэлектрическими водонепроницаемыми материалами (резиновые втулки, термоусадочные пленки, пенополиуретан - микрофлекс, пенофлекс).

В пределах футляра газопроводы должны удовлетворять таким требованиям:

- стальной газопровод должен иметь минимальное количество сварных стыков и укладываться на центрирующие прокладки. Все находящиеся в пределах футляра сварные стыки стального газопровода должны проверяться физическими методами контроля. Газопровод должен покрываться весьма усиленной изоляцией и укладываться на диэлектрические прокладки;

- полиэтиленовый газопровод в пределах футляра и по 1 м в обе стороны от него не должен иметь сварных и других соединений. При невозможности выполнения указанных требований допускается применение труб в прямых отрезках, соединенных терморезисторной сваркой. Для труб диаметром более 110 мм при их прокладке в футляре допускается применять сварку нагретым инструментом встык.

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

В межтрубном пространстве футляра и газопровода разрешается прокладка эксплуатационных кабелей (связи, телемеханики и дренажного кабеля электрозащиты, предназначенных для обслуживания системы газоснабжения).

4.14 Расстояния в свету от газопроводов до наружных стенок колодцев и камер других подземных инженерных сетей следует принимать не менее 0,3 м. При этом на участках, где расстояния в свету от газопроводов до колодцев и камер других подземных инженерных сетей составляют от 0,3 м до нормативного расстояния для данной коммуникации, газопроводы следует прокладывать с соблюдением требований, предъявляемых к прокладке газопроводов в стесненных условиях.

При прокладке труб в футлярах концы последних должны выходить не менее чем на 2 м в каждую сторону от стенок колодцев или камер.

Расстояния от газопроводов до фундаментов опор воздушных линий электропередач следует принимать согласно СНиП ПМР 30-01-2010.

Расстояния от газопроводов до опор воздушных линий связи, контактных сетей трамвая, троллейбуса и электрифицированных железных дорог следует принимать как до опор воздушных линий электропередачи соответствующего напряжения.

Минимальные расстояния от газопроводов до тепловых сетей бесканальной прокладки с продольным дренажем следует принимать как до тепловых сетей канальной прокладки.

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

Минимальное расстояние в свету от газопровода до гаражей следует принимать согласно СНиП ПМР 30-01-2010 как до фундаментов зданий и сооружений.

Минимальное расстояние от газопроводов до оград автостоянок следует принимать в свету не менее 1 м.

Минимальное расстояние в свету от газопроводов до автогазозаправочных и автозаправочных станций следует принимать согласно СНиП ПМР 30-01-2010, как от газопроводов высокого давления (от 0,6 до 1,2 МПа) до фундаментов зданий и сооружений.

Минимальное расстояние в свету по горизонтали от газопроводов до напорной канализации следует принимать как до водопровода.

Минимальное расстояние в свету по горизонтали от газопровода до стволов отдельных деревьев следует принимать не менее 1,5 м, до стволов первого ряда деревьев лесных массивов не менее 2,0 м.

Расстояние в свету от газопровода до крайнего рельса узкоколейной железной следует принимать как до трамвайных путей по СНиП ПМР 30-01-2010.

Расстояние в свету от газопроводов до фундаментов и сооружений складов и предприятий с легковоспламеняющимися материалами следует принимать по СНиП ПМР 30-01-2010, как от газопроводов высокого давления от 0,6 до 1,2 МПа до фундаментов и сооружений.

Минимальные расстояния в свету по горизонтали и вертикали от газопроводов до магистральных газопроводов и нефтепроводов следует принимать в соответствии с требованиями СНиП ПМР 34-02-02.

Расстояния от межпоселковых газопроводов до подошвы насыпи и бровки откоса выемки или до крайнего рельса на нулевых отметках железных дорог общей сети следует принимать не менее 50 м. Для газопроводов, прокладываемых на территории населенных пунктов, а также межпоселковых газопроводов, в стесненных условиях разрешается сокращение этого расстояния до значений, приведенных в СНиП ПМР 30-01-2010 при условии прокладки газопровода на этом участке на глубине не менее 2 м. На участках со стесненными условиями следует предусматривать:

- для стальных газопроводов - увеличения толщины стенки труб на 2-3 мм больше расчетной, проверки всех сварных соединений на участке со стесненными условиями и по одному сварному соединению в обе стороны от него физическими методами контроля;

- для полиэтиленовых газопроводов - применение труб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 без сварных соединений или труб из прямых отрезков, соединенных терморезисторной сваркой.

Прокладка подземных газопроводов сквозь каналы тепловой сети, коммуникационные коллекторы, каналы различного назначения не допускается.

4.15 Допускается укладка двух и более газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях (ступенями). При этом расстояния между газопроводами в свету по горизонтали следует предусматривать не менее 0,4 м для газопроводов диаметром до 300 мм и 0,5 м для газопроводов диаметром 300 мм и более.

4.16 Расстояние по вертикали в свету при пересечении газопроводов всех давлений с подземными инженерными сетями следует принимать не менее 0,2 м, с электрическими сетями - в соответствии с требованиями ПУЭ, с кабельными линиями связи и радиотрансляционными сетями - в соответствии с требованиями СНиП ПМР 30-01-2010, с требованиями к монтажу сооружений устройств связи, радиовещания и телевидения и проектированию линейно-кабельных сооружений связи.

4.17 В местах пересечения подземных газопроводов с каналами тепловой сети, коммуникационными коллекторами, каналами различного назначения с прокладкой газопроводов преимущественно над ними или, как исключение, под пересекаемыми сооружениями следует предусматривать прокладку газопроводов в футлярах, выходящих на 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений.

Для стальных газопроводов следует проверять физическими методами контроля все сварные стыки в пределах футляра и по 5 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений.

При пересечении полиэтиленовыми газопроводами тепловых сетей расстояния по вертикали в свету между ними должны определяться из условий исключения возможности нагрева поверхностей полиэтиленовых труб выше плюс 30 °С и должны устанавливаться при проектировании в зависимости от конкретных условий (устройства тепловой изоляции газопровода, увеличением расстояния в свету между газопроводом и тепловыми сетями).

4.18 Глубину прокладки газопроводов следует принимать:

- для стальных газопроводов не менее 0,8 м до верха газопроводов или футляров. Допускается принимать глубину прокладки до 0,6 м в местах, где исключается движение транспорта;

- для полиэтиленовых газопроводов не менее 0,8 м до верха газопроводов или футляров. При

прокладке под проезжими частями дорог и уличных проездов (в футлярах или без футляров) глубину прокладки следует принимать не менее 1,2 м до верха газопроводов или футляров.

При прокладке на пахотных и орошаемых землях рекомендуется глубину прокладки принимать не менее 1 м до верха газопроводов.

4.19 В местах пересечения с подземными инженерными сетями на высоте 400-500 мм над полиэтиленовыми газопроводами должна укладываться предупредительная желтая полимерная лента шириной не менее 200 мм с несмываемой надписью «Газ».

4.20 Для газопроводов, прокладываемых на местности с уклоном 1:5 и более, следует предусматривать мероприятия по закреплению труб и предотвращению размыва засыпки траншеи. Прокладка газопроводов с уклоном 1:2 и более не допускается.

4.21 Прокладка газопроводов, транспортирующих неосушенный газ, должна предусматриваться ниже зоны сезонного промерзания грунта с уклоном к конденсатосборникам не менее 2 ‰.

Вводы газопроводов неосушенного газа в здания и сооружения должны предусматриваться с уклоном в сторону распределительных газопроводов. Если по условиям рельефа местности не может быть создан необходимый уклон к распределительному газопроводу, допускается предусматривать прокладку газопроводов с изломом в профиле с установкой конденсатосборников в нижних точках.

Прокладку газопроводов паровой фазы СУГ следует предусматривать в соответствии с требованиями раздела 9.

4.22 При проектировании газопроводов всех давлений (подземно, наземно, надземно) по земляным дамбам, расположенным на территории населенных пунктов и вне их территории должны учитываться следующие требования:

- при строительстве и эксплуатации газопроводов не должны нарушаться прочность и устойчивость земляных дамб;
- проложенные газопроводы не должны мешать движению транспорта и людей;
- возможность отключения газопроводов, проложенных по дамбам (в случае аварии или ремонта).

При прокладке газопроводов на опорах на участках ближе 2 м до края проезжей части необходимо предусматривать устройство защитного ограждения.

Необходимость и места установки отключающих устройств решаются в каждом конкретном случае проектной организацией по согласованию с организацией эксплуатирующей дамбу.

Сроки и способы строительства газопроводов на дамбах должны быть согласованы с организацией, эксплуатирующей дамбу, и указаны в проекте.

4.23 Трассы подземных газопроводов должны быть отмечены табличками-указателями:

- в застроенной части - на стенах зданий или ориентирных столбиках в характерных точках (углы поворота трасс, установка арматуры, изменения диаметров и др.);
- в незастроенной части - на ориентирных столбиках.

При прокладке газопроводов между населенными пунктами ориентирные столбики должны устанавливаться с интервалами между ними не более 500 м на прямых участках газопроводов, а также в характерных точках трасс (повороты, ответвления и т.п.).

На стальных газопроводах между населенными пунктами допускается использовать в качестве ориентирных столбиков контрольно-измерительные пункты (далее КИП) и контрольные трубки (далее КТ).

Ориентирные столбики на полиэтиленовых газопроводах должны устанавливаться на расстоянии 1 м от оси газопроводов, справа по ходу газа.

4.24 Обозначение трасс межпоселковых полиэтиленовых газопроводов (при отсутствии постоянных точек привязок) следует предусматривать путем прокладки над газопроводами на высоте 400-500 мм от верха трубы изолированного алюминиевого или медного провода сечением 2,5-4,0 мм². Допускается на высоте 400-500 мм над трубами газопроводов прокладывать предупредительную полиэтиленовую ленту желтого цвета шириной не менее 200 мм со встроенным в нее алюминиевым или медным проводом сечением 2,5-4,0 мм.

При использовании для обозначения трасс газопроводов изолированного провода или

предупредительной ленты со встроенным проводом, опознавательные знаки допускается устанавливать в местах вывода провода на поверхность земли под защитное устройство, на расстоянии не более 4 км друг от друга.

4.25 Газопроводы в местах проходов через наружные стены зданий следует заключать в футляры с учетом требований 6.23.

Пространство между стеной и футляром следует тщательно заделывать на всю толщину пересекаемой стены.

Концы футляра должны выступать за стену не менее чем на 3 см, а диаметр его принимается из условия, чтобы кольцевой зазор между газопроводом и футляром был не менее 5 мм для газопроводов номинальным диаметром не более 32 мм и не менее 10 мм для газопроводов большего диаметра. Пространство между газопроводом и футляром необходимо заделывать просмоленной паклей, резиновыми втулками или другими эластичными материалами.

Газопроводы из полиэтиленовых труб

4.26 Полиэтиленовые газопроводы следует предусматривать:

- на территории городов и других поселений, в том числе для реконструкции подземных стальных газопроводов - давлением до 0,3 МПа;

- газопроводы между сельскими поселениями - давлением до 1,0 МПа.

4.27 Не допускается применять полиэтиленовые трубы:

- для транспортировки газов, содержащих ароматические и хлорированные углеводороды, а также паровые и жидкие фазы СУГ;

- для наземных и надземных газопроводов;

- в тоннелях и коллекторах

- на подрабатываемых территориях.

4.28 Коэффициенты запаса прочности полиэтиленовых труб и соединительных деталей следует принимать:

- на территории населенных пунктов и между населенными пунктами - не менее 2,5;

- на переходах под автомобильными дорогами I - III категорий, под железными дорогами общей сети и на расстоянии по 50 м от края земляного полотна (оси крайнего рельса на нулевых отметках), а также при параллельной прокладке межпоселковых газопроводов и газопроводов на территории населенных пунктов на расстояниях, указанных в СНиП ПМР 30-01-2010 - не менее 2,8;

- на подводных переходах, в районах с сейсмичностью 7 и более баллов - не менее 3,15.

4.29 Полиэтиленовые трубы, поставляемые в бухтах или на катушках, а также в виде прямых отрезков труб, должны отвечать требованиям 11.22.

4.30 В проекте должен учитываться запас труб в размере 3 % от общей протяженности прокладываемого газопровода. Необходимое количество соединительных деталей определяется проектной организацией в зависимости от принятых решений и специфики выполнения работ.

4.31 Арматуру и оборудование на полиэтиленовых газопроводах следует предусматривать как для стальных газопроводов.

4.32 Разрешается бесколодезная установка полиэтиленовых кранов, присоединяемых к газопроводу сваркой, с обеспечением управления ими с поверхности земли через обсадную трубу, выведенную под ковер.

4.33 Газопроводы-вводы к зданиям от распределительных газопроводов могут выполняться из стальных или полиэтиленовых труб.

При выполнении газопровода-ввода из полиэтиленовой трубы, переход на стальную трубу следует выполнять:

- в месте присоединения к крану перед КДРД или на вертикальном участке не выше 0,8 м от земли с размещением надземного участка полиэтиленового газопровода и узла соединения с металлическим газопроводом в металлическом футляре с отверстиями для отбора проб воздуха. Конец надземной части футляра уплотняется для предупреждения попадания атмосферных

осадков в межтрубное пространство;

- на подземном участке узел соединения следует располагать на расстоянии от фундаментов зданий и сооружений (в свету) не менее 1 м для газопроводов низкого давления и 2 м для газопроводов среднего давления. При расположении указанных участков вне зоны блуждающих токов, электрохимическую защиту их разрешается не предусматривать. При этом засыпку траншей на этих участках на всю глубину следует выполнять песчаным грунтом.

Соединение полиэтиленовых труб как на горизонтальных, так и на вертикальных участках газопровода-ввода следует выполнять терморезисторной сваркой.

4.34 Соединение полиэтиленовых труб со стальными следует предусматривать как разъемными (фланцевыми), так и неразъемными, изготовленных в соответствии с требованиями 11.23 и 11.24.

Разъемные соединения следует размещать в колодцах, неразъемные соединения - в грунте.

Размещать соединительные детали «полиэтилен-сталь» следует только на прямолинейных участках газопроводов с защитой металлического участка детали от коррозии с применением технологии, исключающей повреждения полиэтиленового участка.

4.35 Присоединение полиэтиленовых ответвлений к полиэтиленовым газопроводам, переходы с одного диаметра на другой и повороты полиэтиленовых газопроводов следует предусматривать с помощью соединительных деталей.

Присоединение стальных ответвлений к полиэтиленовым газопроводам осуществляется с помощью соединительных деталей в соответствии с требованиями 11.23.

При отсутствии полиэтиленовых отводов, изготовленных в производственных условиях, повороты газопроводов, прокладываемых за пределами населенных пунктов, а для газопроводов диаметром 90 мм и менее, независимо от места прокладки и давления, допускается выполнять изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы.

Реконструкция подземных стальных газопроводов с применением полиэтиленовых труб

4.36 Реконструкция подземных стальных газопроводов способом протяжки в них полиэтиленовых труб осуществляется для газопроводов давлением до 0,6 МПа.

4.37 Проводить реконструкцию разрешается на всех участках, в том числе при пересечении газопроводами улиц и автодорог всех категорий, железных дорог общей сети и промышленных предприятий, трамвайных путей и водных преград.

Реконструкцию разрешается выполнять без изменения категории давления действующих газопроводов и с изменением категории давления действующих (реконструируемых) газопроводов с низкого на среднее или со среднего на высокое (до 0,6 МПа на территории поселков и сел и межпоселковых газопроводов).

4.38 Повышение категории давления реконструируемого стального газопровода допускается при условии, что газопровод был уложен с учетом требований СНиП ПМР 30-01-2010.

Настоящие требования распространяются и на открытые (без стальных труб) участки полиэтиленовых газопроводов протяженностью не более 15 м, с установкой, при необходимости, футляров.

4.39 Глубина заложения реконструируемых газопроводов принимается по фактическому положению стальных газопроводов. Глубина заложения открытых (вне стальных труб) участков полиэтиленовых газопроводов при их длине до 15 м должна соответствовать требованиям к прокладке стальных газопроводов.

4.40 Допускается открытая прокладка полиэтиленовых газопроводов на отдельных участках реконструируемых газопроводов, если по техническим причинам протяжка в существующие газопроводы невозможна.

При длине открытых участков более 15 м, глубина заложения полиэтиленовых труб газопроводов должна соответствовать требованиям как для обычных участков прокладки полиэтиленовых газопроводов в соответствии с 4.18. При наличии на этих участках средне- и сильнопучинистых грунтов должны предусматриваться мероприятия, компенсирующие

воздействие морозного пучения грунта согласно с требованиями раздела 10.

При невозможности прокладки полиэтиленовых труб на глубине 1,0 м и более, а также в случаях расположения котлованов на проезжей части автодорог следует принимать меры по защите полиэтиленовых труб от повреждения путем устройства футляров, установки накладных защитных козырьков или других способов, предусмотренных проектом.

4.41 При реконструкции стальных газопроводов, проложенных в стесненных условиях, без повышения категории давления, разрешается сохранять фактические минимальные расстояния от зданий, сооружений и инженерных сетей при условии, что на участке со стесненными условиями применяется протяжка труб без соединений.

4.42 Не допускается реконструкция газопроводов с повышением категории давления на участках, где они не отвечают требованиям СНиП ПМР 30-01-2010.

4.43 Соотношение диаметров реконструируемых стальных газопроводов и протягиваемых полиэтиленовых труб выбирается исходя из возможности свободного прохождения полиэтиленовых труб и деталей внутри стальных.

Максимальный наружный диаметр полиэтиленовых газопроводов по отношению к внутренним диаметрам реконструируемых стальных газопроводов следует принимать не менее чем на 20 мм меньше для полиэтиленовых газопроводов без сварных соединений не менее чем на 40 мм - для полиэтиленовых газопроводов со сварными соединениями.

4.44 Расстояния до сооружений и инженерных сетей на участках прохождения полиэтиленовых труб в реконструируемых стальных газопроводах допускается принимать на основании анализа существующих топогеодезических данных без проведения шурфового осмотра, если проверка в натуре не выявит неучтенных колодцев, камер и других сооружений и инженерных сетей.

4.45 На рабочих чертежах реконструированных участков газопроводов должны быть нанесены инженерные сети и сооружения, расположенные параллельно, и те, которые пересекаются.

4.46 Реконструкция стальных газопроводов должна предусматриваться участками, длина которых устанавливается в зависимости от прочностных характеристик протягиваемых полиэтиленовых газопроводов, местных условий прохождения трассы, возможности свободного прохождения полиэтиленовых газопроводов, принятой технологии реконструкции, плотности застройки, количества необходимых ответвлений, наличия крутых поворотов и резких перепадов высот.

4.47 При наличии на реконструируемых участках отводов или тройниковых ответвлений, протяжка через них полиэтиленовых труб не рекомендуется. В таких местах необходимо предусматривать вырезку соединительных деталей стальных газопроводов и замену их полиэтиленовыми соединительными деталями.

4.48 Концы реконструируемых участков газопроводов между полиэтиленовыми и стальными трубами должны быть уплотнены согласно с требованиями 4.13.

4.49 Для потребителей, требующих бесперебойного снабжения газом и питающихся от отключаемых участков газопроводной сети, должна разрабатываться схема временного их подключения при помощи байпаса к ближайшему остающемуся в эксплуатации участку. Байпас может предусматриваться из металлических или полиэтиленовых труб (в зависимости от планируемого срока и условий его эксплуатации).

4.50 При пересечении реконструируемых газопроводов с различными сооружениями и инженерными сетями устройства дополнительных защитных футляров не требуется. Роль футляров в этом случае может выполнять стальные участки реконструируемых газопроводов.

При пересечении реконструируемыми газопроводами тепловых сетей необходимо учитывать требования 4.17.

Условия пересечения с подземными сооружениями и инженерными сетями, попадающими в зону вскрытия котлованов и мест открытой прокладки, должны быть согласованы с заинтересованными организациями на стадии проектирования.

4.51 При разработке проектов реконструкции газопроводов следует учитывать, что разделение реконструируемых стальных газопроводов на отдельные участки может привести к нарушению единой системы электрохимической защиты газопроводов от коррозии. В этих случаях проекты

должны включать отдельный раздел или перечень мероприятий по защите от коррозии остающихся в эксплуатации металлических участков газопроводов и футляров.

Необходимость сохранения электрохимзащиты от коррозии реконструируемых газопроводов решается проектной организацией в зависимости от конкретных условий прохождения трасс газопроводов, наличия совместной защиты и влияния на другие подземные сооружения, степени ответственности отдельных участков газопроводов, их технического состояния, необходимости сохранения прочностных свойств стальных труб и других факторов.

Для стальных реконструируемых газопроводов, проложенных в стесненных условиях, устройство электрохимзащиты обязательно.

Надземные и наземные газопроводы

4.52 Надземные газопроводы следует прокладывать на отдельно стоящих опорах, этажерках и колоннах из негорючих материалов или по стенам зданий. При этом разрешается прокладка:

- на отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах и этажерках - газопроводов всех давлений;
- по стенам производственных зданий с помещениями, относящимися по пожарной опасности к категориям Г и Д - газопроводов давлением до 0,6 МПа;
- по стенам общественных и жилых зданий не ниже III степени огнестойкости - газопроводов давлением до 0,3 МПа;
- по стенам общественных зданий и жилых зданий IV-V степени огнестойкости - газопроводов низкого давления с условным диаметром труб, не более 50 мм. Высоту прокладки газопроводов по стенам жилых и общественных зданий следует принимать по согласованию с эксплуатирующей организацией.

Запрещается прокладка транзитных газопроводов:

- по стенам зданий детских учреждений, больниц, санаториев, учебных заведений, зданий культурно-зрелищных, досуговых и культовых учреждений - газопроводов всех давлений;
- по стенам жилых зданий - газопроводов среднего и высокого давления.

В обоснованных случаях допускается прокладка транзитных газопроводов среднего давления диаметром до 100 мм по стенам только одного жилого здания не ниже III степени огнестойкости.

Запрещается прокладка газопроводов всех давлений по зданиям со стенами из панелей с металлической обшивкой и горючим утеплителем и по стенам зданий относящимся по взрывопожарной опасности к категориям А, Б и В.

4.53 Соединение подземных стальных газопроводов-вводов со стояком надземного (цокольного) ввода должно быть сварным с применением гнутых или круто изогнутых отводов. Сварные стыковые соединения на участках подземных газопроводов-вводов должны быть проверены неразрушающими методами контроля в соответствии с требованиями позиции 11 таблицы 41.

4.54 На вводах снаружи зданий (на стояках надземного ввода) должны быть установлены стальные пробки диаметром условного прохода 20-25 мм.

4.55 Надземные газопроводы, прокладываемые на территории предприятий, и опоры для этих газопроводов следует проектировать с учетом требований СНиП ПМР 30-04-02 и СНиП ПМР 31-06-02.

4.56 Газопроводы высокого давления до 0,6 МПа разрешается прокладывать по глухим стенам, над окнами и дверными проемами одноэтажных и над окнами верхних этажей производственных зданий с помещениями, относящимися по пожарной опасности к категориям Г и Д и сблокированных с ними вспомогательных зданий, а также зданий отдельно стоящих котельных.

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

4.57 Расстояния между проложенными по стенам зданий газопроводами и другими инженерными сетями следует принимать в соответствии с требованиями, предъявляемыми к прокладке газопроводов внутри помещений (раздел 6).

4.58 Не допускается предусматривать разъемные соединения и запорную арматуру на

газопроводах под оконными проемами и балконами жилых и общественных зданий.

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

4.60 Высоту прокладки надземных газопроводов следует принимать в соответствии с требованиями СНиП ПМР 30-04-02.

На свободной территории вне проезда транспорта и прохода людей допускается прокладка газопроводов на низких опорах на высоте не менее 0,5 м при условии прокладки одной или двух труб на опоре. При прокладке на опорах больше двух труб высоту опор следует принимать с учетом возможности монтажа, осмотра и ремонта газопроводов во время эксплуатации.

4.61 Газопроводы в местах входов и выходов из земли следует заключать в футляры, надземная часть которых должна быть не менее 0,5 м. Конец надземных частей футляров должен быть уплотнен битумом, для предотвращения попадания атмосферных осадков в межтрубное пространство.

В местах, где исключена возможность механических повреждений газопроводов, установка футляров не обязательна.

В этих случаях надземные участки газопроводов следует покрыть защитным изоляционным покрытием весьма усиленного типа на высоту 0,5 м над уровнем земли.

4.62 Газопроводы, транспортирующие неосушенный газ, следует прокладывать с уклоном не менее 3‰, с установкой в низших точках устройств для удаления конденсата (дренажные штуцера с запорным устройством). Для указанных газопроводов следует предусматривать тепловую изоляцию.

4.63 Прокладку газопроводов СУГ следует предусматривать в соответствии с требованиями раздела 9.

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

Таблица 6

Здания и сооружения	Расстояния в свету, м, до зданий и сооружений от проложенных на опорах надземных газопроводов и наземных (без обвалования) давления			
	низкого (до 0,005 МПа)	среднего (от 0,005 до 0,300 МПа)	высокого (от 0,3 до 0,6 МПа)	высокого (от 0,6 до 1,2 МПа)
1. Производственные здания промышленных предприятий и здания сельскохозяйственных предприятий, складские здания, котельные категорий А и Б	5	5	5	10
2. То же категорий В, Г и Д	-	-	-	5
3. Жилые, общественные, административные и бытовые здания I – III, IIIa степени огнестойкости	-	-	5	10
4. То же IV, IVa и V степени огнестойкости	-	5	5	10
5. Открытые надземные склады:				
а) Легковоспламеняющихся жидкостей емкостью, м ³ :				
- более 1000 до 2000	30	30	30	30
- более 600 до 1000	24	24	24	24
- более 300 до 600	18	18	18	18
- менее 300	12	12	12	12
б) Горючих жидкостей емкостью, м ³ :				
- более 5000 до 10000	30	30	30	30
- более 3000 до 5000	24	24	24	24
- более 1500 до 3000	18	18	18	18
- менее 1500	12	12	12	12
6. Закрытые склады легковоспламеняющихся и горючих жидкостей	10	10	10	10
7. Железнодорожные и трамвайные пути (до ближайшего рельса)	3	3	3	3
8. Подземные инженерные сети: водопровод, канализация, тепловые сети, телефонная канализация, электрические кабельные блоки (от края фундамента опоры газопровода)	1	1	1	1
9. Автодороги (от бордюрного камня, внешней бровки кювета или подошвы насыпи дороги)	1,5	1,5	1,5	1,5
10. Ограда открытого распределительного устройства и открытой подстанции	10	10	10	10

Примечание 1. Знак тире " - " означает, что расстояние не нормируется.

Примечание 2. При канальной прокладке инженерных сетей расстояния, указанные в позиции 8, принимаются от наружной стенки канала.

Примечание 3. При наличии выступающих частей опор в пределах габарита приближения расстояния, указанные в позиции 7, принимаются от этих выступающих частей.

Примечание 4. Запрещается установка опор в выемке или насыпях автомобильных дорог, железнодорожных и трамвайных путей. Расстояние в этих случаях от крайней опоры до подошвы откоса насыпи или бровки выемки следует принимать из условия сохранения целостности земляного полотна.

Примечание 5. На кривых участках железнодорожных и трамвайных путей расстояния до выступающих частей опор надземных газопроводов следует увеличивать на величину выноса угла вагона.

Примечание 6. При согласовании с заинтересованными организациями допускается размещение опор надземных газопроводов над пересекаемыми подземными инженерными сетями при условии исключения передачи нагрузок на них.

Примечание 7. Расстояния до газопровода или его опоры в стесненных условиях на отдельных участках трассы допускается уменьшать при условии обеспечения мероприятий, компенсирующих снижение надежности и безопасности и согласованию с органами Гострудпромнадзора.

Примечание 8. При подземном хранении легковоспламеняющихся или горючих жидкостей расстояния, указанные в позиции 5, разрешается сокращать до 50 %.

Примечание 9. Для входящих и выходящих газопроводов ГРП, пунктов учета расхода газа расстояния, указанные в позиции 1, не нормируются.

4.65 Расстояние между надземными газопроводами и другими инженерными коммуникациями надземной и наземной прокладки следует принимать с учетом возможности монтажа, осмотра и ремонта каждого из трубопроводов, но не менее диаметра прокладываемой трубы.

4.66 Расстояния между газопроводами и воздушными линиями электропередачи, а также кабелями следует принимать в соответствии с требованиями ПУЭ.

4.67 Расстояния между опорами надземных газопроводов следует определять согласно с требованиями СНиП ПМР 34-01-02.

4.68 Допускается предусматривать прокладку на отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах, этажерках газопроводов с трубопроводами другого назначения согласно с требованиями СНиП ПМР 30-04-02.

При прокладке газопроводов на опорах совместно с трубопроводами, по которым транспортируются коррозионно-активные жидкости, газопроводы должны прокладываться сбоку или выше этих трубопроводов на расстоянии не менее 250 мм.

При наличии на трубопроводах с коррозионно-активными жидкостями фланцевых соединений обязательно устройство защитных козырьков, предотвращающих попадания этих жидкостей на газопроводы.

4.69 При совместной прокладке нескольких надземных газопроводов допускается крепление к газопроводу других газопроводов, если несущая способность газопроводов и опорных конструкций позволяет это сделать. Возможность такого крепления должна определяться проектной организацией.

Кронштейны должны привариваться к кольцевым ребрам или косынкам, которые приварены к газопроводам, имеющим стенки толщиной не менее 6 мм.

Косынки или кольцевые ребра могут привариваться к газопроводам, принятым в эксплуатацию только организацией, эксплуатирующей данный газопровод.

4.70 Совместную прокладку газопроводов с электрическими кабелями и проводами, в том числе предназначенными для обслуживания газопроводов (силовыми, для сигнализации, диспетчеризации, управления задвижками), следует предусматривать согласно с требованиями ПУЭ.

4.71 Допускается предусматривать прокладку газопроводов по несгораемым покрытиям зданий I и II степеней огнестойкости, где расположены помещения с производствами, относящиеся по пожарной опасности к категориям Г и Д.

Газопроводы, при прокладке по покрытиям зданий, должны размещаться на опорах, высота которых обеспечивает удобство монтажа и эксплуатации газопровода, но не менее 0,5 м с учетом требований, изложенных в 4.60.

Для обслуживания арматуры, размещенной на газопроводах, должны предусматриваться площадки из негорючих материалов с лестницами согласно 4.100.

Газопровод не должен ухудшать условий вентиляции и освещения зданий, имеющих на крышах фонари.

4.72 Прокладка газопроводов по железнодорожным мостам не допускается. Прокладку газопроводов по автомобильным мостам следует предусматривать согласно с требованиями СНиП ПМР 32-02-02, при этом прокладку газопроводов следует осуществлять в местах, исключаящих возможность скопления газа (в случае его утечки) в конструкциях моста.

4.73 Газопроводы, проложенные по металлическим и железобетонным мостам, а также по другим сооружениям, должны быть электрически изолированы от металлических и железобетонных частей этих сооружений.

Пересечения газопроводами водных преград

4.74 Переходы газопроводов через реки могут предусматриваться подводными (дюкерами) или надводными (по мостам, на отдельно стоящих опорах, вантовыми, балочными и другими).

4.75 Подводные переходы газопроводов через водные преграды следует предусматривать на основании данных инженерно - гидрометеорологических, инженерно-геологических и инженерно-геодезических изысканий.

4.76 Створы подводных переходов через реки следует предусматривать на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створы подводных переходов следует предусматривать перпендикулярно динамическим осям потоков. Участков, сложенных скальными грунтами, следует избегать.

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

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

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

4.78 При пересечении водных преград шириной менее 75 м газопроводами, предназначенными для газоснабжения потребителей, не допускающих перерывов в подаче газа, или при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню горизонта высоких вод (ГВВ) при десятипроцентной обеспеченности и продолжительности затопления паводковыми водами более 20 дней, а также горных рек и водных преград с неустойчивым дном и берегами допускается прокладка второй (резервной) нитки.

4.79 Минимальные расстояния по горизонтали от мостов до подводных стальных и полиэтиленовых газопроводов и надводных стальных, прокладываемых на отдельно-стоящих опорах (вантовые, блочные и т.п.) следует принимать в соответствии с таблицей 7.

Таблица 7

Водные преграды (реки)	Тип моста	Расстояния по горизонтали между газопроводами и мостами, м, при прокладке газопроводов			
		выше моста по течению		ниже моста по течению	
		от надводного газопровода	от подводного газопровода	от надводного газопровода	от подводного газопровода
Судоходные замерзающие	Всех типов	300	300	50	50
Судоходные незамерзающие	Тоже	50	50	50	50
Несудоходные замерзающие	Многопролетные	300	300	50	50
Несудоходные незамерзающие	Тоже	20	20	20	20
Несудоходные для газопроводов низкого давления:	Одно- и двухпролетные	2	20	2	10
- среднего и высокого	Тоже	5	20	5	20

Примечание 1. Переходы газопроводов всех давлений через реки располагают, как правило, ниже по течению от мостов.

Примечание 2. При расположении переходов выше по течению от мостов расстояние 300 м

может быть уменьшено по согласованию с организациями, ответственными за проведение ледовзрывных работ при пропуске весеннего паводка.

Примечание 3. Места переходов следует согласовывать с соответствующими бассейновыми управлениями речного флота, органами по регулированию, использованию и охране вод, охране рыбных запасов и другими заинтересованными организациями.

4.80 На подводных переходах газопроводов следует применять:

- стальные трубы с толщиной стенки на 2 мм больше расчетной, но не менее 5 мм;
- полиэтиленовые трубы и соединительные детали с коэффициентом запаса прочности не менее 3,15.

Для стальных газопроводов диаметром менее 250 мм допускается увеличивать толщину стенок труб для обеспечения отрицательной плавучести.

4.81 Границами подводного перехода газопровода, определяющими его длину, следует считать участок, ограниченный ГВВ не ниже отметок десятипроцентной обеспеченности. Запорную арматуру следует размещать вне границ подводного перехода.

4.82 Расстояния между осями параллельных газопроводов на подводных переходах следует принимать не менее 30 м.

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

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

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

На подводных переходах через несудоходные и несплавные водные преграды, а также в скальных грунтах допускается уменьшение глубины укладки газопроводов, но верх забалластированных газопроводов во всех случаях должен быть ниже отметки возможного размыва дна водоема на расчетный срок эксплуатации газопровода.

4.84 Ширину траншей по дну следует принимать в зависимости от методов ее разработки и типа грунтов, режима водной преграды и необходимости проведения водолазного обследования.

Крутизну откосов подводных траншей необходимо принимать в соответствии с требованиями СНиП ПМР 34-06-02.

4.85 Для подводных газопроводов следует выполнять расчеты против их всплытия (на устойчивость).

Выталкивающую силу воды q_B , Н/м, приходящуюся на единицу длины полностью погруженного в воду газопровода при отсутствии течения воды, следует определять по формуле

$$q_B = \frac{\pi D_{ни}^2}{4} \gamma_B \cdot g, \quad (4)$$

где $D_{ни}$ - наружные диаметры труб газопроводов (для стального газопровода с учетом изоляционного покрытия и футеровки), м;

γ_B - плотность воды с учетом растворенных в ней солей, кг/м³;

g - ускорение свободного падения - 9,81 м/с².

Примечание. При проектировании газопроводов на участках, сложенных грунтами, которые могут перейти в жидко-пластическое состояние, следует вместо плотности воды, принимать плотность разжиженного грунта, определяемую по данным инженерно-геологических изысканий.

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

4.87 На обоих берегах судоходных и лесосплавных водных преград следует предусматривать опознавательные знаки установленных образцов. На границах подводных переходов необходимо предусматривать установку постоянных реперов: при ширине преграды при меженном горизонте до 75 м - на одном берегу, при большей ширине - на обоих берегах.

4.88 Высоту прокладки надводных переходов стальных газопроводов следует принимать (от низа трубы или пролетного строения):

- при пересечении несудоходных, несплавных рек, оврагов и балок, где возможен ледоход, - не менее 0,2 м над уровнем ГВВ при двухпроцентной обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода, а при наличии на этих реках корчехода - не менее 1 м над уровнем ГВВ при однопроцентной обеспеченности;

- при пересечении судоходных и сплавных рек - не менее значений, установленных нормами проектирования мостовых переходов на судоходных реках.

Пересечения газопроводами железнодорожных и трамвайных путей, автомобильных дорог

4.89 Пересечения газопроводами железнодорожных путей и автомобильных дорог следует предусматривать в местах прохождения их по насыпям или в местах с нулевыми отметками и в исключительных случаях, при соответствующем обосновании, в выемках.

Пересечение газопроводов с указанными сооружениями следует предусматривать под углом 90°. Допускается в стесненных условиях в обоснованных случаях уменьшать угол пересечения до 60°.

При невозможности выполнения такого требования, необходимо согласовать угол пересечения с организацией, которой подчинены эти сооружения и организацией эксплуатирующей газопроводы.

Прокладка газопроводов в теле насыпи не допускается.

Способы и сроки производства работ по строительству переходов через указанные выше сооружения должны быть согласованы с организациями, эксплуатирующими эти сооружения и указываются в проекте.

Минимальные расстояния от подземных газопроводов в местах их пересечения с железными дорогами, трамвайными путями и автомобильными дорогами следует принимать:

- до мостов, труб, тоннелей, пешеходных мостов и тоннелей железных дорог общей сети, трамвайных путей и автомобильных дорог I-III категорий - 30 м, а для железных дорог промышленных предприятий, автомобильных дорог IV-V категорий - 15 м;
- до стрелок (начало острьяков, хвоста крестовин, мест присоединения к рельсам отсасывающих кабелей): 3 м для трамвайных путей и 10 м для железных дорог;
- до опор контактной сети – 3 м.

Уменьшение указанных расстояний допускается по согласованию с организациями, которым подчинены пересекаемые сооружения.

Необходимость установки опознавательных столбиков (знаков) и их оформление на переходах газопроводов через железные дороги общей сети решается по согласованию с эксплуатирующими их организациями.

4.90 Прокладку подземных газопроводов всех давлений в местах пересечений с железнодорожными и трамвайными путями и автомобильными дорогами I, II и III категорий, а также магистральными дорогами и улицами в черте городов, магистральными улицами районного значения следует предусматривать в стальных футлярах.

Необходимость устройства футляров на газопроводах при пересечении железных дорог промышленных предприятий, дорог местного значения, сельских дорог, а также улиц в населенных пунктах определяется проектной организацией.

На полиэтиленовых газопроводах, прокладываемых открытым способом, при пересечении сельских дорог и улиц в поселках и селах устройство футляров не требуется.

Допускается, в случае необходимости (кроме пересечений, указанных в первом абзаце), предусматривать неметаллические футляры из асбестоцементных, полиэтиленовых и железобетонных труб.

Концы футляров должны быть уплотнены согласно 4.13. На одном конце футляра следует предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство, а на межпоселковых газопроводах, при пересечении железных дорог общей сети вытяжную свечу диаметром 50 мм, высотой 5 м над уровнем земли, с устройством для отбора проб, выведенную на расстоянии не менее 50 м от края земляного полотна (крайнего рельса).

В пространстве между газопроводом и футляром допускается прокладка эксплуатационного кабеля связи, телемеханики, телефона, дренажного кабеля электрозащиты, предназначенных для обслуживания системы газоснабжения.

4.91 Концы футляра следует выводить на расстояния не менее, м:

- от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна (кювета, канавы, резерва) железной дороги - 3;

- от крайнего рельса железной дороги общей сети - 10, а от железных дорог промышленных предприятий - 3;
- от крайнего рельса трамвайного пути - 2;
- от края проезжей части улиц - 2;
- от края проезжей части автомобильных дорог - 3,5.

Во всех случаях концы футляров должны быть выведены за пределы подошвы насыпи на расстояние не менее 2 м.

4.92 Глубину укладки газопроводов под железными и трамвайными путями и автомобильными дорогами следует принимать в зависимости от способов производства строительных работ и типа грунтов с целью обеспечения безопасности движения.

Минимальную глубину укладки газопроводов до верха футляров от подошвы рельса или верха покрытия на нулевых отметках и выемках, а при наличии насыпи, от подошвы насыпи, следует предусматривать, м:

- под железными дорогами общей сети - 2,0 (от дна водоотводных сооружений - 1,5), а при производстве работ методом прокола - 2,5;
- под трамвайными путями, железными дорогами промышленных предприятий и автомобильными дорогами при производстве работ:
 - открытым способом - 1,0;
 - методом продавливания, горизонтального бурения или щитовой проходки - 1,5;
 - методом прокола - 2,5.

При этом на пересечениях железных дорог общей сети глубина укладки газопроводов на участках за пределами футляров на расстояниях 50 м в обе стороны от земляного полотна должна приниматься не менее 2,1 м от поверхности земли до верха газопроводов.

На пересечении железных дорог общей сети необходимо:

- для стальных газопроводов принимать толщину стенок труб на 2-3 мм больше расчетной;
- для полиэтиленовых газопроводов применять трубы с коэффициентом запаса прочности - 2,8.

4.93 Высоту прокладки надземных стальных газопроводов в местах пересечения железных дорог, трамвайных путей, автомобильных дорог следует принимать в соответствии с требованиями СНиП ПМР 30-04-02.

4.94 Минимальные расстояния (в свету) между футлярами, м, которые прокладываются в одном месте закрытым способом (без разрытия), определяется по формуле:

$$B = 1 + 0,015L, \quad (5)$$

где B - расстояние между футлярами в свету, м;

L - длина футляра, м.

Расстояние между футлярами должно быть не менее 1,5 м в свету.

Размещение отключающих устройств на газопроводах

4.95 Отключающие устройства на газопроводах следует предусматривать:

- на вводах в жилые, общественные, производственные здания или в группу смежных зданий, перед наружными газопотребляющими установками (передвижные котельные, битумно-варочные котлы, печи для сушки песка и обжига стройматериалов и т.п.);
- на вводах в ГРП, на выводах из ГРП при закольцованных газопроводах в системах с двумя и более ГРП;
- на ответвлениях межпоселковых газопроводов к населенным пунктам или к предприятиям;
- на ответвлениях от распределительных газопроводов к отдельным микрорайонам, кварталам и отдельным группам жилых зданий;
- для секционирования распределительных газопроводов среднего и высокого давлений для возможности выполнения аварийных и ремонтных работ;

- при пересечении газопроводами водных преград двумя или более нитками, а также одной ниткой при ширине водной преграды при меженном горизонте 75 м и более. Отключающие устройства следует размещать на берегах не ниже отметок ГВВ при десятипроцентной обеспеченности и выше отметок ледохода и корчехода, а на горных реках - не ниже отметок ГВВ при двухпроцентной обеспеченности. При этом на закольцованных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать на обоих берегах, а на тупиковых одностичных газопроводах - на одном берегу до перехода (по ходу газа);

- при пересечении газопроводами железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категории, отключающие устройства следует размещать:

а) на кольцевых газопроводах - по обе стороны перехода на расстоянии не далее 1000 м от перехода;

б) на тупиковых газопроводах - не далее 1000 м до перехода (по ходу газа);

- перед территориями промышленных, коммунально-бытовых или других предприятий.

Отключающие устройства допускается не предусматривать:

- на предприятиях после ГРП, если они имеют одностороннее питание газом;

- на пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий при наличии отключающего устройства на расстояниях от путей (дорог) не более 1000 м, обеспечивающего прекращение подачи газа на участке перехода (линейные задвижки, отключающие устройства после ГРП, ГРС).

4.96 Отключающие устройства на наружных газопроводах следует размещать в колодцах, наземных нестораемых шкафах или оградах, а также на стенах зданий. Допускается бесколодезная подземная установка отключающих устройств, присоединяемых сваркой, предназначенных для бесколодезной установки и не требующих технического обслуживания.

4.97 Размещение отключающих устройств следует предусматривать в доступном для обслуживания месте.

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

4.98 В колодцах следует предусматривать компенсирующие устройства, обеспечивающие монтаж и демонтаж запорной арматуры.

При установке в колодцах стальной фланцевой арматуры на газопроводах высокого давления 1,2 МПа допускается предусматривать вместо компенсирующего устройства косую вставку.

Установку стальной арматуры, изготовленной для присоединения на сварке, следует предусматривать без компенсирующего устройства и без косой вставки.

4.99 Отключающие устройства следует предусматривать на расстоянии не менее 2 м от линии застройки и ограждения территории предприятия.

В местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей люки колодцев следует предусматривать выше уровня земли.

4.100 Отключающие устройства, предусмотренные к установке на стенах зданий, следует размещать на расстояниях от дверных и открывающихся оконных проемов, не менее, м:

- для газопроводов низкого давления по горизонтали - 0,5;

- для газопроводов среднего давления по горизонтали - 1,0;

- для газопроводов высокого давления до 0,6 МПа по горизонтали - 5,0.

Расстояния от размещаемых на стенах зданий отключающих устройств на газопроводе, до приемных устройств приточной вентиляции должен быть не менее 5 м по горизонтали.

При расположении отключающих устройств на высоте более 2,2 м следует предусматривать площадки из негорючих материалов с лестницами.

4.101 На надземных газопроводах, проложенных на опорах параллельно зданиям, не разрешается установка отключающих устройств в пределах открывающихся оконных проемов, дверей и других проемов, имеющих в здании. Расстояние от арматуры и разъёмных соединений на таких газопроводах должно быть не менее принятого для отключающих устройств, размещаемых на стенах зданий (4.100).

4.102 Отключающие устройства на участках закольцованных распределительных газопроводов, проходящих по территории промышленных и других предприятий, следует размещать вне территории этих предприятий.

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

Отключающие устройства ГРП, размещаемые в пристройках к зданиям, и шкафов ГРП размещенных на стенах зданий или на опорах допускается предусматривать на наружных надземных газопроводах на расстоянии менее 5 м от ГРП в удобном для обслуживания месте.

Сооружения на газопроводах

4.104 Колодцы для размещения отключающих устройств на газопроводах следует предусматривать из негорючих, влагостойких и биостойких материалов. Конструкцию и материал колодцев следует принимать из условия исключения проникания в них грунтовых вод.

Наружную поверхность стенок колодцев необходимо предусматривать гладкой, оштукатуренной и покрытой гидроизоляционными материалами.

4.105 В местах проходов газопроводов через стенки колодцев следует предусматривать футляры. Конструкция футляров должна соответствовать требованиям 4.13 и 4.25.

4.106 На подземных межпоселковых газопроводах и газопроводах вне застраиваемых участков населенных пунктов для определения местоположения газопроводов следует устанавливать ориентирные столбики с табличками - указателями. Интервалы между ориентирными столбиками на подземных межпоселковых газопроводах должны быть не более 500 м.п., на подземных газопроводах, расположенных в застраиваемых участках населённых пунктов - не более 200 м.п. Стойки ориентирных столбиков должны быть из негорючих материалов высотой не менее 1,0 м, установлены на бетонном основании и на расстоянии 1,0 м от оси газопровода справа по ходу движения газа.

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

4.108 В местах пересечения подземными газопроводами воздушных линий электропередачи (далее - ЛЭП) установка на газопроводах отключающих устройств в колодцах конденсатосборников и других устройств допускается по обе стороны от места пересечения на расстоянии от крайних проводов ЛЭП напряжением, м:

- более 1 до 35 кВ - не ближе 5;
- более 35 кВ - не ближе 10.

4.109 При подходах подземных газопроводов к стенам зданий (при устройстве вводов) у стен зданий над газопроводами-вводами для возможности своевременного обнаружения утечек газа из подземных газопроводов должна предусматриваться установка КТ.

Установку КТ необходимо выполнять согласно проекту с соблюдением технологии их монтажа.

Защита от коррозии

4.110 Подземные стальные газопроводы и резервуары СУГ следует защищать от почвенной коррозии и коррозии блуждающими токами в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и настоящего подраздела.

Подземные газопроводы должны иметь защитное изоляционное покрытие весьма усиленного типа. Конструкция (структура) и основные требования к защитным покрытиям весьма усиленного типа должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.602 и раздела 11.

4.111 На подземных стальных газопроводах следует предусматривать установку конструктивных элементов защиты: контрольно-измерительных пунктов (далее - КИП),

изготовленных из негорючих материалов, высотой не менее 1.0 м, продольных и поперечных электроуравнивающих перемычек, изолирующих фланцевых соединений (далее - ИФС).

КИП следует устанавливать с интервалом не более, м:

- на газопроводах, проложенных на территории городов, имеющих источники блуждающих токов - 100, не имеющих источников блуждающих токов - 150;
- на газопроводах, проложенных на территории поселков и сел - 200;
- на газопроводах, проложенных вне территории населенных пунктов на прямолинейных участках - 500, а также на поворотах газопроводов под углом 45-135 ° и в местах разветвлений;
- в местах максимального сближения газопроводов с источниками блуждающих токов (тяговые подстанции, отсасывающие пункты, путевые дросселя, рельсы);
- в местах пересечения газопроводов с рельсовыми путями электрифицированного транспорта (при пересечении более двух рельсовых путей - по обе стороны пересечения);
- при переходе газопроводов через водные преграды шириной более 75 м - на одном берегу.

Необходимость установки КИП в местах пересечения газопроводов между собой и с другими подземными металлическими инженерными сетями (кроме силовых кабелей) решается проектной организацией в зависимости от коррозионных условий.

На территориях с усовершенствованными дорожными покрытиями КИП следует выводить под ковер. При отсутствии усовершенствованного дорожного покрытия КИП устанавливается в стойках с выносом их за полосу движения.

4.112 Для измерения защитных электропотенциалов распределительных газопроводов допускается использовать газопроводные вводы, протяженность которых (от места врезки в распределительный газопровод до отключающего устройства на стене здания) не превышает 15 м.

4.113 При подземных переходах газопроводов в стальных футлярах, в местах пересечения железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий, на футлярах должно предусматриваться защитное покрытие весьма усиленного типа и электрохимическая защита.

При бестраншейной прокладке для защиты футляров рекомендуются весьма усиленные защитные покрытия с повышенными физико-химическими свойствами (термоусадочная лента «Термизол», эпоксидно-перхлорвиниловая изоляция и др.).

В случаях пересечения, по согласованию эксплуатирующих дорожных организаций, газопроводами автодорог и улиц в населенных пунктах бестраншейным способом, где установка футляров на газопроводах нормативами не требуется, и футляр является только средством сохранения изоляционного покрытия газопровода, изоляция и электрозащита футляров не требуется.

4.114 Для устранения неконтролируемых контактов газопроводов с землей через металлические конструкции здания и инженерные сети ИФС следует предусматривать:

- на надземной части подъемов и спусков газопроводов на жилых, общественных и промышленных зданиях, а также на опорах, мостах и эстакадах;
- на входах и выходах в землю из ГРП, ГРПБ, ШРП.

На надземной части подъемов газопроводов на жилые, общественные и промышленные здания ИФС рекомендуется устанавливать после отключающих устройств по ходу газа.

Допускается при переходах подземных газопроводов в надземные вместо ИФС применять электрическую изоляцию газопроводов от опор и конструкций диэлектрическими прокладками.

4.115 Размещение ИФС следует предусматривать на наружных газопроводах на высоте не более 2,2 м

4.116 Допускается установка ИФС на вводах и выводах из ГРП (ГРПБ), в колодцах, оборудованных специальными электроперемычками с выводами под отдельно стоящие контактные устройства для возможности шунтирования фланцевых соединений во время выполнения ремонтных работ в колодце.

4.117 Расстояние от установок электрохимической защиты и от их контактных устройств до резервуаров СУГ следует принимать не менее 5 м, а до подземных газопроводов - по решению проектной организации исходя из конкретных условий.

4.118 Протекторы, применяемые для защиты стальных резервуаров СУГ от коррозии,

допускается предусматривать в качестве основных заземлителей защиты от прямых ударов молнии. При этом следует руководствоваться требованиями СП ПМР 31-118-2010.

4.119 Электроперемычки между трубопроводами, выполненные из полосовой стали должны иметь изоляционное покрытие весьма усиленного типа.

4.120 Надземные газопроводы следует защищать от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки и двух слоев краски, лака или эмали, предназначенных для наружных работ при расчетной температуре наружного воздуха в районе строительства согласно ГОСТ 14202.

4.121 Резервуары СУГ следует защищать от коррозии:

- подземные - в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602;
- надземные - покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки и двух слоев краски, лака или эмали типа «Полипромсинтез», предназначенных для наружных работ при расчетной температуре наружного воздуха в районе строительства.

5 Газорегуляторные пункты

Общие указания

5.1 Для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне в системах газоснабжения должны предусматриваться ГРП, ГРПБ, ШРП, ГРУ, КДРД.

5.2 По давлению газа ГРП, ГРПБ подразделяются на:

- с входным давлением до 0,6 МПа;
- с входным давлением более 0,6 до 1,2 МПа.

5.3 По давлению газа ШРП подразделяются на:

- с входным давлением газа до 0,3 МПа;
- с входным давлением газа более 0,3 до 0,6 МПа;
- с входным давлением газа более 0,6 до 1,2 МПа.

Газорегуляторные пункты и газорегуляторные пункты блочные

5.4 ГРП следует размещать:

- отдельно стоящими;
- пристроенными к производственным зданиям и котельным;
- встроенными в одноэтажные газифицируемые производственные здания и котельные (кроме расположенных в подвальных и цокольных этажах);
- на покрытиях (с негорючим утеплителем) газифицируемых производственных зданий I, II, IIIа степени огнестойкости; ГРПБ следует размещать:
 - отдельно стоящими;
 - установленными у наружных стен газифицируемых производственных зданий и котельных.

Запрещается предусматривать ГРП встроенными и пристроенными к жилым зданиям, а также размещать их в подвальных и цокольных помещениях зданий любого назначения.

5.5 Отдельно стоящие ГРП (включающие блочные и шкафные, устанавливаемые на опорах) в населенных пунктах следует размещать в зоне зеленых насаждений, внутри жилых кварталов на расстоянии не менее, указанных в таблице 8.

ГРП на территории промышленных предприятий и других предприятий производственного характера следует размещать в соответствии с требованиями СНиП ПМР 30-04-02. Расстояние от ГРП до зданий, к которым допускается пристраивать или встраивать ГРП, не регламентируется.

Таблица 8

Давление газа на вводе в ГРП, ГРПБ и ШРП	Расстояния в свету от отдельно стоящих ГРП, ГРПБ по горизонтали до, м			
	зданий и сооружений	железнодорожных и трамвайных путей (до ближайшего рельса)	автомобильных дорог (до обочины)	воздушных линий электропередачи
1. До 0,6 МПа	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры
2. Более 0,6 до 1,2 МПа	15	15	8	То же
	Расстояния в свету от ШРП, установленных на отдельно стоящих опорах до, м			
3. До 0,3 МПа	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры
4. Более 0,3 до 0,6 МПа	10	10	5	То же
5. Более 0,6 до 1,2 МПа	15	15	8	- « -
Примечание 1. Расстояния следует принимать от наружных стен здания ГРП, ГРПБ или шкафа ШРП.				
Примечание 2. Требования таблицы распространяются также на узлы учета расхода газа, располагаемые в отдельно стоящих зданиях или в шкафах на отдельно стоящих опорах.				

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

Необходимость ограждения площадки ГРП решается проектной организацией по согласованию с эксплуатирующей организацией.

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

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

Пристройки должны примыкать к зданиям со стороны глухой противопожарной газонепроницаемой (в пределах примыкания ГРП) стены I степени огнестойкости, при этом должна быть обеспечена газонепроницаемость швов примыкания.

Расстояния от стен пристроенных ГРП до ближайшего проема в стене должно быть не менее 3 м.

5.8 Отдельно стоящие ГРП и ГРПБ должны размещаться с учетом исключения их повреждений от наезда транспорта.

При размещении отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП должны быть обеспечены свободные подъезды к ним транспорта, в том числе аварийных машин службы газа и пожарных машин.

Для отдельно стоящих ГРП и ГРПБ, размещаемых возле зданий свыше пяти этажей, должна учитываться зона ветрового подпора при устройстве вентиляции и отводе продуктов сгорания от отопительного оборудования.

Пристроенные ГРП должны размещаться с учетом эффективной работы вентиляции.

5.9 Встроенные ГРП разрешается предусматривать с входным давлением газа до 0,6 МПа и следует размещать в зданиях не ниже II степени огнестойкости. Помещения встроенных ГРП должны иметь противопожарные газонепроницаемые ограждающие конструкции I степени огнестойкости и самостоятельный выход наружу.

Размещение ГРП в помещениях смежных с помещениями, относящимися по взрывопожарной опасности к категориям А, Б и В не разрешается.

5.10 Отдельно стоящие здания ГРП и ГРПБ должны быть одноэтажными I, II и IIIа степени огнестойкости со совмещенной кровлей, при этом конструкция швов сопряжения стен, покрытий и фундаментов всех помещений должна обеспечивать газонепроницаемость.

Стены и перегородки, разделяющие помещения в ГРП и в ГРПБ, а также покрытия встроенных ГРП необходимо предусматривать противопожарными и газонепроницаемыми.

Перегородки внутри помещений ГРП должны опираться на фундамент, перевязанный с общим фундаментом. Разделяющие стены из кирпича следует оштукатуривать с двух сторон.

Покрытия полов в помещениях ГРП (где расположено технологическое оборудование) должны быть безыскровыми, согласно СНиП ПМР 31-02-02.

Вспомогательные помещения должны иметь самостоятельный выход наружу, не связанный с технологическим помещением.

Двери ГРП и ГРПБ следует предусматривать из негорючих материалов I степени огнестойкости и открывающимися наружу.

Помещения, в которых расположены узлы редуцирования с регуляторами давления, отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП и ГРПБ, должны отвечать требованиям СНиП ПМР 31-09-02 и СНиП ПМР 21-01-03 для помещений, относящихся по взрывопожарной опасности к категории А.

ГРП и ГРПБ необходимо оснащать первичными средствами пожаротушения:

- порошковыми или углекислотными огнетушителями;
- покрывалом пожарным - 2х1,5 м;
- ящиком с песком - 0,5 м³;
- совковыми лопатами;
- асбестовым полотном или войлоком 2х2м.

5.11 Помещения отдельно стоящих и пристроенных ГРП и ГРПБ должны иметь естественное и искусственное освещение.

5.12 Необходимость отопления помещений ГРП и ГРПБ следует определять в зависимости от климатических условий, влажности транспортируемого газа, конструкции и требованиями заводов-изготовителей применяемого оборудования и контрольно-измерительных приборов.

Максимальная температура теплоносителя не должна превышать 130 °С.

При устройстве в ГРП и ГРПБ местного отопления отопительные установки следует размещать в изолированных помещениях имеющих самостоятельный выход и отделенных от технологических, а также от других помещений глухими газонепроницаемыми и противопожарными стенами с пределом огнестойкости не менее 2,5 ч.

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

5.13 Во всех помещениях ГРП и ГРПБ следует предусматривать естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее трехкратного воздухообмена в 1 час.

Шкафные регуляторные пункты и комбинированные домовые регуляторы давления

5.14 ШРП с входным давлением газа до 0,6 МПа разрешается устанавливать на наружных стенах газифицируемых зданий не ниже III степени огнестойкости промышленных и сельскохозяйственных производств, котельных, на наружных стенах действующих ГРП, а также на отдельных стоящих опорах.

ШРП с входным давлением газа более 0,6 устанавливать на наружных стенах зданий не разрешается.

Необходимость ограждения ШРП решается согласно 5.6.

5.15 Установку ШРП с входным давлением газа до 0,3 МПа разрешается предусматривать:

- на наружных стенах жилых, общественных, административных и бытовых зданий при расходе газа до 50 м³/ч;

- на наружных стенах зданий любого назначения, кроме зданий с производствами категорий А, Б и В не ниже III степени огнестойкости и при расходе газа свыше 50 м³/ч.

5.16 При установке ШРП с давлением газа на вводе до 0,3 МПа на наружных стенах жилых и общественных зданий расстояние от окон, дверей и других открытых проемов должно быть в свету не менее 1 м.

При размещении ШРП с входным давлением газа до 0,6 МПа на наружных стенах зданий промышленных и сельскохозяйственных производств, котельных должны соблюдаться расстояния от оконных, дверных и других открытых проемов: при давлении газа на вводе в ШРП до 0,3 МПа - не менее 1 метра в свету, а при давлении газа на вводе от 0,3 до 0,6 МПа - не менее 3 м в свету.

5.17 Шкафные ГРП следует располагать на высоте удобной для обслуживания и ремонта установленного оборудования.

5.18 Необходимость обогрева шкафного ГРП определяется паспортом завода-изготовителя. Для обогрева шкафных ШРП допускается использование газовых горелок при условии обеспечения взрывопожаробезопасности.

5.19 Шкафы ШРП должны выполняться из негорючих материалов и иметь в нижней и верхней частях отверстия для вентиляции.

5.20 ШРП с КДРД пропускной способностью до 10 м³/ч следует устанавливать на опорах из негорючих материалов или на наружных стенах газифицированных жилых домов не ниже III степени огнестойкости.

Входное давление газа в КДРД, устанавливаемых на стенах жилых зданий, не должно превышать 0,3 МПа.

5.21 КДРД на стенах жилых зданий, следует устанавливать на высоте не более 2,2 м.

При необходимости установки регулятора давления на большей высоте следует предусматривать площадку для его обслуживания.

5.22 Расстояние по горизонтали от шкафа с КДРД, устанавливаемого на стене жилого здания, до оконных, дверных и других проемов по горизонтали, следует принимать не менее 1 м.

Установка шкафа с КДРД под окнами и балконами не допускается.

5.23 При установке ШРП с КДРД, на отдельно стоящей опоре, расстояние от зданий не нормируется. При этом следует учитывать, что размещение ШРП не должно быть в пределах площади оконных и дверных проемов и быть на расстоянии от них не менее 1 м.

Расстояние ШРП от распределительных воздушных линий электропередач напряжением до 1 кВ должно быть по горизонтали не менее 5 м. Высота установки КДРД должна быть не менее 1 м до низа шкафа от уровня земли.

Газорегуляторные установки

5.24 ГРУ следует размещать в свободных для доступа обслуживающего персонала местах с естественным или искусственным освещением. Основной проход между ограждениями и выступающими частями ГРУ должен быть не менее 1 метра.

При размещении ГРУ на площадках, расположенных выше уровня пола более 1,5 метра, на площадку должен быть обеспечен доступ с двух сторон по отдельным лестницам.

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

Размещение ГРУ под лестничными маршами не допускается.

5.25 ГРУ с входным давлением газа до 0,6 МПа допускается размещать в газифицируемых помещениях, относящихся по пожарной опасности к категориям Г и Д зданий, в которых расположены газоиспользующие установки, или в смежных помещениях тех же категорий, соединенных с ними открытыми проемами.

5.26 Количество ГРУ, размещаемых в одном помещении котельной, цеха и других зданий не ограничивается. Одно ГРУ не должно иметь более двух линий редуцирования.

5.27 Разрешается размещение ГРУ непосредственно у каждого теплового агрегата для подачи газа только к его газовым горелкам.

5.28 Разрешается подача газа от ГРУ, размещенных в помещениях категории Г и Д, к газифицируемым агрегатам, расположенным в других помещениях этого здания, при условии, что эти агрегаты работают в одинаковых режимах давления газа, в помещении, где находятся агрегаты и ГРУ, обеспечен круглосуточный доступ персонала, ответственного за безопасную эксплуатацию газового оборудования.

5.29 На промышленных предприятиях, при наличии в них собственных газовых служб, разрешается подача газа одинакового давления от ГРУ, расположенного в одном здании, к другим отдельно стоящим зданиям при условии круглосуточного дежурства ответственных лиц за газовое хозяйство.

5.30 Вентиляция помещений, где размещаются ГРУ, должна соответствовать требованиям основного производства.

5.31 Допускается установка в производственных зданиях, в том числе в котельных газорегуляторных пунктов шкафного типа в качестве ГРУ, при выполнении следующих условий:

- сплошные двери шкафа следует заменить сетчатыми или демонтировать;
- сбросные трубопроводы от предохранительных сбросных клапанов (далее - ПСК) и от предохранительно-запорных клапанов (далее - ПЗК), которые конструктивно выполнены таким образом, что для открытия их нужно сбрасывать газ, необходимо вывести за пределы помещения в соответствии с требованиями настоящих норм, предъявляемыми к сбросным и продувочным трубопроводам.

Оборудование ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ

5.32 ГРП, ГРПБ, ШРП, ГРУ должны иметь три степени защиты потребителя от повышения давления газа (регулятор, ПСК, ПЗК) и две степени защиты от понижения давления газа (регулятор и ПЗК).

5.33 В ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ следует предусматривать установку: фильтра, ПЗК, регуляторов давления газа, ПСК, запорной арматуры, контрольно-измерительных приборов (далее - КИП), приборов учета расхода газа при необходимости, а также устройство обводных газопроводов (байпасов). Установку счетчиков для учета расхода газа следует выполнять согласно паспортам и рекомендациям заводов-изготовителей.

При применении комбинированных регуляторов давления, в конструкции которых предусмотрен ПСК и ПЗК, установка дополнительных ПСК и ПЗК не требуется.

Допускается не предусматривать установку ПЗК в ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ промышленных предприятий, если по условиям производства не допускаются перерывы в подаче газа. В этих случаях необходимо устройство сигнализации о повышении или понижении давления газа сверх допустимых пределов.

Допускается не предусматривать установку фильтра в ГРУ, если подача газа на предприятие осуществляется через ГРП, ГРПБ, ШРП и протяженность газопроводов от них до ГРУ не превышает 1000 м.

Для ГРП и ГРПБ с входным давлением газа свыше 0,6 МПа и пропускной способностью более 5000 м³/ч вместо байпаса следует предусматривать устройство дополнительной резервной линии редуцирования.

5.34 На обводном газопроводе (байпасе) необходимо предусматривать установку последовательно двух отключающих устройств, а после них, по ходу газа, установку манометра.

Диаметр обводного газопровода должен быть не менее диаметра седла клапана регулятора давления газа.

5.35 ШРП, применяемые в системах газоснабжения населенных пунктов, должны иметь две линии редуцирования газа - одна рабочая, вторая - резервная.

В ШРП, предназначенных для снабжения газом отдельных промышленных и сельскохозяйственных предприятий и котельных, газоиспользующие установки которых оборудуются системами автоматики безопасности, допускается предусматривать одну линию редуцирования газа с байпасом.

В ШРП с КДРД устройство байпаса не предусматривается.

5.36 В качестве редуцирующих устройств могут применяться:

- регуляторы давления газа с односедельным клапаном;
- регуляторы давления газа с двухседельным клапаном;
- поворотные заслонки с электронным регулятором и исполнительным механизмом.

Конструкция ПЗК должна исключать самопроизвольное открытие запорного органа без вмешательства обслуживающего персонала.

ПСК могут быть мембранными и пружинными.

Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия.

Фильтры, устанавливаемые в ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ, должны иметь штуцера для присоединения КИП или других устройств, для определения перепада давления на фильтре, характеризующего степень засоренности фильтрующей кассеты при максимальном расходе газа.

5.37 При выборе оборудования ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ необходимо учитывать:

- расчетное и фактическое давление газа в газопроводах, к которым подключаются объекты;
- состав газа, его плотность, температуру точки росы, теплоту сжигания (Q_н);
- потери давления на трение в газопроводе от мест подключений до вводов его в ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ;
- температурные условия эксплуатации оборудования и приборов КИП.

5.38 Выбор пропускной способности регуляторов давлений ГРП и ГРУ следует производить по максимально расчетным расходам газа потребителями и фактическому давлению газа на входе в ГРП. Пропускную способность регуляторов давления следует принимать на 15-20 % больше максимального расчетного расхода газа.

В качестве редуцирующего устройства в ГРП промышленных предприятий, при максимальном расчетном расходе газа 50000 м³/ч и выше допускается применять регулирующие заслонки.

Выбранный регулятор давления газа следует проверять на устойчивость его работы при минимальном расчетном (согласно проекту) расходе газа.

5.39 Пропускная способность фильтра должна определяться исходя из максимального допустимого перепада давления на его кассете, что должно быть отражено в паспорте на фильтр.

5.40 Выбор типа ПЗК определяется исходя из параметров газа, проходящего через регулятор давления, а именно: максимальное давление газа на входе в регулятор, выходное давление газа из регулятора, подлежащее контролю, диаметра входного патрубка регулятора.

Установку ПЗК следует предусматривать перед регулятором давления.

5.41 Количество ПСК и их пропускная способность выбираются в соответствии с ГОСТ 12.2.085.

Количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять:

- при наличии перед регулятором давления ПЗК - по формуле:

$$Q > 0,0005 Q_d, \quad (6)$$

где Q - количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение часа, м³/ч (при $t = 0$ °С и $P_{бар} = 0,10132$ МПа);

Q_d - расчетная пропускная способность регулятора давления, м³/ч (при $t = 0$ °С и $P_{бар} = 0,10132$ МПа);

- при отсутствии перед регулятором давления ПЗК - по формулам:

а) для регуляторов давления с золотниковыми клапанами

$$Q > 0,01 Q_d \quad (7)$$

б) для регулирующих заслонок с электронными регуляторами

$$Q > 0,02 Q_d \quad (8)$$

При необходимости установки в ГРП (ГРУ) параллельно нескольких регуляторов давления количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять по формуле

$$Q' > Q \cdot n \quad (9)$$

где Q' - необходимое суммарное количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение часа, м³/ч (при $t=0$ °С и $P_{бар} = 0,10132$ МПа);

n - количество регуляторов давления газа, шт.;

Q - количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение часа для каждого регулятора, м³/ч (при $t=0$ °С и $P_{бар} = 0,10132$ МПа).

Пропускную способность ПСК следует определять по данным заводов-изготовителей или расчетам.

Установку ПСК необходимо предусматривать за регуляторами давления, а при наличии прибора учета расхода газа - после него.

Перед ПСК следует предусматривать отключающие устройства, которые должны быть в открытом положении и опломбированы.

5.42 В ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ следует предусматривать установку показывающих и регистрирующих приборов для измерения входного и выходного давлений газа, а также его температуры.

Регистрирующие приборы в ГРП, ГРПБ и ГРУ могут не устанавливаться в случае включения их в состав автоматизированных систем контроля и управления технологическими процессами, а также в зависимости от их функционального назначения и расположения в системе газоснабжения по согласованию с местными органами газового надзора.

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

В ШРП могут применяться переносные измерительные и регистрирующие приборы. Этот вопрос решается проектной организацией по согласованию со службами эксплуатации.

5.43 В ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ следует предусматривать систему продувочных и сбросных трубопроводов, обеспечивающих удаление воздуха из газопроводов, а также очистку их внутренней полости.

Продувочные трубопроводы следует размещать:

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

Условный диаметр продувочного трубопровода должен быть не менее 20 мм.

Допускается объединять продувочные трубопроводы одинакового давления в общий

продувочный трубопровод.

Условный диаметр сбросного трубопровода, отводящего газ от ПСК, должен быть равен условному диаметру выходного патрубка клапана, но не менее 20 мм.

Продувочные и сбросные трубопроводы следует выводить наружу в места, обеспечивающие безопасные условия для рассеивания газа, но не менее чем на 1 м выше карниза крыши или парапета здания.

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

5.44 Трубопроводы, отводящие газ от ПСК в ШРП, устанавливаемых на опорах, следует выводить на высоту не менее 4 м от уровня земли, а при размещении ШРП на стене здания - на 1 м выше карниза или парапета здания.

5.45 Трубопроводы для отвода газа от ПСК ШРП с КДРД следует выводить:

- установленных на стенах жилых домов, на высоту 1 м выше карниза или парапета здания;
- установленных на опоре, на высоту не менее 3 м от уровня земли.

Допускается вывод сбросного газопровода от КДРД, установленного на опоре, за стенку шкафа.

Условный диаметр сбросного трубопровода должен быть равным диаметру выходного патрубка ПСК, но не менее 15 мм.

5.46 Для ШРП пропускной способностью до 500 м³/час допускается осуществлять продувку подводящего газопровода и сброс давления газа за регулятором через шланг, присоединенный к штуцеру с отключающим устройством, и выведенный в безопасное место.

5.47 Электрооборудование и электроосвещение ГРП и ГРПБ должны соответствовать требованиям ПУЭ и данного подраздела.

По надежности электроснабжения ГРП и ГРПБ населенных пунктов следует относить к III категории, а ГРП и ГРПБ промышленных предприятий - к категории основного производства.

5.48 КИП с электрическим выходным сигналом и электрооборудование, размещаемое в помещении ГРП и ГРПБ с взрывоопасными зонами, следует предусматривать во взрывозащищенном исполнении.

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

Ввод импульсных газопроводов в это помещение следует предусматривать через разделительные устройства, конструкция которых должна исключать возможность попадания газа в помещения КИП, или с установкой дроссельных шайб с диаметром отверстия не более 0,3 мм на каждом импульсном газопроводе.

Установку дроссельных шайб на импульсных газопроводах к расходомерам не допускается.

В местах прохода импульсных газопроводов через стену, отделяющую помещение КИП, от помещения регуляторов следует предусматривать уплотнения, исключающие возможность проникновения газа через стену.

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

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

5.50 Вводы в здание ГРП и ГРПБ сетей электроснабжения и связи следует предусматривать кабелем, как для объектов, которые по молниезащите относятся ко II категории.

5.51 Необходимость устройства молниезащиты ГРП в отдельно стоящих зданиях и контейнерах (блоках) должна определяться в соответствии с требованиями СП ПМР 31-118-2010. Категория молниезащиты для этих ГРП - II.

Для шкафных установок с КДРД, установленных на жилых зданиях и отдельно стоящих металлических или железобетонных опорах с жестким закреплением на них и располагаемых вблизи жилых зданий или других сооружений, превышающих высоту шкафных установок,

устройство молниезащиты и дополнительного заземления не требуется.

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

Расстояние между параллельными рядами оборудования следует принимать не менее 0,4 м в свету. Ширина основного прохода в помещении ГРП и со стороны обслуживания ГРУ должна быть не менее 0,8 м.

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

Газопроводы ГРП следует окрашивать в цвета согласно ГОСТ 14202.

5.53 Входные и выходные газопроводы ГРП следует предусматривать, как правило, надземными с проходом через наружную стену здания с учетом требований 4.25 и установкой ИФС.

До ИФС на этих газопроводах следует предусматривать между ними электроперемычку, а при установке надземных задвижек - на задвижках шунтирующие перемычки.

6 Внутренние устройства газоснабжения

Общие указания

6.1 Возможность установки газового оборудования и прокладки газопроводов в зданиях различного назначения следует определять в соответствии со строительными нормами и правилами на проектирование этих зданий и требованиям настоящего раздела.

6.2 Не допускается размещение газовых приборов:

- в коридорах общего пользования;
- в санитарных узлах;
- в помещениях зданий любого назначения, не имеющих окна с форточкой (фрамугой);
- в подвальных этажах, а при газоснабжении СУГ - в подвальных и цокольных этажах зданий.

В подвалах индивидуальных жилых домов, принадлежащих гражданам на правах личной собственности, допускается установка отопительного газового оборудования, при условии, что эти подвалы имеют окно с форточкой (фрамугой), отвечают требованиям 6.41 и газоснабжение их осуществляется природным газом.

Прокладка газопроводов

6.3 Газопроводы, прокладываемые внутри зданий и сооружений, следует предусматривать из стальных труб, отвечающих требованиям раздела 11.

6.4 Присоединение к газопроводу бытовых газовых приборов и аппаратов, отопительных установок, КИП и приборов автоматики, переносных газовых горелок, передвижных и временных (сезонных) газоиспользующих установок и установок, испытывающих вибрацию, допускается предусматривать гибкими рукавами после отключающего устройства на ответвлении газопровода к установкам.

В качестве гибких рукавов следует применять резиновые рукава, рукава в металлической оплетке, и металлорукава, которые должны быть стойкие к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре.

В качестве гибких рукавов следует применять, в соответствии с Правилами безопасности в газовом хозяйстве, изделия заводского изготовления, сертифицированные в Приднестровской Молдавской Республике.

Нормативный срок эксплуатации газового оборудования устанавливается в соответствии с паспортами (инструкциями) заводов-изготовителей, для внутренних газопроводов этот срок составляет 30 лет.

Гибкие рукава для присоединения бытовых газовых приборов, лабораторных горелок и КИП не должны иметь стыковых соединений и длину более 2 м.

Допускается не более двух стыковых соединений на гибких рукавах для присоединения переносных, передвижных или временных газоиспользующих установок.

В местах присоединения к газопроводу и оборудованию, а также соединенные между собой гибкие рукава должны надеваться на гофрированные наконечники.

Запрещается скрытая прокладка гибких рукавов, пересечение гибкими рукавами строительных конструкций, в том числе оконных и дверных проемов.

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

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

6.6 Прокладку газопроводов внутри во вновь строящихся зданиях и сооружениях следует предусматривать открытой. Допускается предусматривать скрытую прокладку газопроводов (кроме газопроводов СУГ) внутри вновь строящихся, капитально ремонтируемых и реконструируемых зданий всех назначений в бороздах стен, закрываемых легко снимаемыми щитами с отверстиями для вентиляции.

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

В местах проходов газопроводов через перекрытия на газопроводах следует предусматривать установку футляра, концы которых должны выступать над и под перекрытием не менее чем на 3 см с учетом требований 4.25.

6.8 В производственных помещениях промышленных предприятий допускается прокладка газопроводов в полу в каналах, засыпаемых песком и закрытых плитами.

Конструкции каналов должны исключать возможность распространения газа под полом.

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

6.9 Каналы, предназначенные для прокладки газопроводов, не должны пересекаться с другими каналами.

При необходимости пересечения других каналов в местах пересечения следует

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

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

6.11 Прокладку газопроводов транзитом через производственные помещения, где газ не используется, допускается предусматривать для газопроводов низкого и среднего давлений при условии, что на газопроводах не устанавливается арматура, отсутствуют резьбовые соединения труб и обеспечивается круглосуточный доступ в эти помещения персонала, обслуживающего газопроводы.

6.12 Не допускается предусматривать прокладку газопроводов в помещениях, относящихся по взрывопожарной опасности к категориям А, Б и В во взрывоопасных зонах всех помещений, в подвалах (кроме случаев, изложенных в 6.21), в складских зданиях взрывоопасных и горючих материалов, в помещениях подстанций и распределительных устройств, через вентиляционные камеры, шахты и каналы, шахты лифтов, помещения мусоросборников, дымоходы, через помещения, где газопровод может быть подвержен коррозии, а также в местах возможного воздействия агрессивных веществ и в местах, где газопроводы могут омываться горячими продуктами сгорания или соприкасаться с нагретым или расплавленным металлом.

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

6.14 Для газопроводов, транспортирующих влажный газ и прокладываемых в помещениях, в которых температура воздуха может быть ниже 3 °С, следует предусматривать тепловую изоляцию из негорючих материалов.

6.15 Прокладку газопроводов в местах прохода людей следует предусматривать на высоте не менее 2,2 м от пола до низа газопроводов, а при наличии тепловой изоляции - до низа изоляции.

6.16 Прокладку газопроводов в жилых зданиях следует предусматривать по нежилым помещениям.

В существующих и реконструируемых жилых зданиях допускается предусматривать транзитную прокладку газопроводов низкого давления через жилые комнаты, при отсутствии возможности другой прокладки, а также подвод газопроводов к топкам отопительных печей, расположенных со стороны жилых помещений и отопительным аппаратам конвекторного типа, устанавливаемым в помещениях **жилых зданий**, в соответствии с требованиями 6.34, 6.49.

Транзитные газопроводы в пределах жилых помещений не должны иметь резьбовых соединений и арматуры.

Не допускается предусматривать прокладку стояков газопроводов и транзитных газопроводов через санитарные узлы и в лестничных клетках.

В случаях переоборудования кухонь квартир в жилые помещения, а также при переоборудовании жилых квартир в офисы допускается прокладка стояка через переоборудованные кухни, как транзитного газопровода, с учетом требований п. 6.10.

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

- для отключения стояков, обслуживающих более пяти этажей;
- перед счетчиками (если для отключения счетчика нельзя использовать отключающее устройство на вводе);
- перед бытовыми плитами, отопительными газовыми приборами, печами и газовым оборудованием;
- на ответвлениях к отопительным печам или приборам в соответствии с требованиями 6.49.

Необходимость установки устройств для отключения стояков (подъездов) 5-ти и менее этажных жилых зданий решается проектной организацией по согласованию с эксплуатационной организацией, в зависимости от местных конкретных условий, в том числе этажности зданий и количества квартир, подлежащих отключению в случае проведения аварийных и других работ.

Устройства, предусматриваемые для отключения стояков (подъездов), следует устанавливать снаружи здания.

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

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

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

6.19 Расстояния между газопроводами и инженерными коммуникациями электроснабжения, расположенными внутри помещений, в местах сближения и пересечения следует принимать в соответствии с ПУЭ.

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

Расстояние между опорными креплениями газопроводов следует определять в соответствии с требованиями СНиП ПМР 34-01-02.

6.21 Газопроводы, транспортирующие влажный газ (кроме паровой фазы СУГ низкого давления), следует прокладывать с уклоном не менее 3 ‰,

При наличии газовых счетчиков уклон газопроводов следует предусматривать от счетчиков.

6.22 Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных конструкций следует прокладывать в футлярах. Пространство между газопроводами и футлярами необходимо заделывать просмоленной паклей, резиновыми втулками или другим эластичным материалом. Концы футляров должны выступать над и под полом не менее чем на 3 см, а диаметр его принимается согласно требованиям 4.25.

6.23 Внутренние газопроводы, в том числе прокладываемые в каналах и футлярах, следует окрашивать. Для окраски следует предусматривать водостойкие лакокрасочные материалы.

6.24 Отключающие устройства на газопроводах в производственных помещениях промышленных и сельскохозяйственных предприятий, общественных и бытовых зданиях, а также котельных следует предусматривать:

- на вводах газопроводов внутрь помещений;
- на ответвлениях к каждому агрегату;
- перед горелками и запальниками;
- на продувочных трубопроводах, в местах присоединения их к газопроводам.

На вводе газопровода внутрь помещения, при наличии внутри помещения газового счетчика или ГРУ, расположенных от места ввода газопровода на расстоянии не далее 10 м, отключающим устройством на вводе считается отключающее устройство перед ГРУ или счетчиком.

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

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

Допускается объединение продувочных трубопроводов от газопроводов с одинаковым давлением газа, за исключением продувочных трубопроводов для газов, имеющих плотность больше плотности воздуха.

Диаметр продувочных трубопроводов следует принимать не менее 20 мм.

После отключающего устройства на продувочном трубопроводе следует предусматривать штуцер с краном для отбора пробы, если для этого не может быть использован штуцер для присоединения запальника.

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

6.26 Расстояние от концевых участков продувочных трубопроводов до заборных устройств приточной вентиляции должно быть не менее 3 м.

При расположении здания вне зоны молниезащиты выводы продувочных трубопроводов следует заземлять.

Газоснабжение жилых зданий

6.27 В жилых зданиях разрешается предусматривать установку отопительного газового оборудования для поквартирного отопления, горячего водоснабжения и бытовых плит.

Этажность жилых зданий при установке газового оборудования для отопления и горячего водоснабжения с отводом продуктов сгорания, а так же без отводов продуктов сгорания в дымовой канал и газовых плит принимается по СНиП ПМР 31-05-2010 Часть I, Часть II.

В жилых домах, принадлежащих гражданам на правах частной собственности, в жилых комнатах расположенных над газифицируемым помещением выполнить вытяжной вентиляционный канал.

6.28 Установку газовых плит в жилых зданиях следует предусматривать в помещениях кухонь высотой не менее 2,2 м, имеющих окно с форточкой (фрамугой) или конструкцией жалюзийного типа, вытяжной вентиляционный канал и естественное освещение.

При этом внутренний объем помещений кухонь должен быть, м³, не менее:

- для газовой плиты с 2 горелками - 8;
- то же с 3 горелками -12;
- " - с 4 горелками -15.

6.29 В существующих жилых зданиях допускается установка газовых плит:

- в помещениях кухонь высотой не менее 2,2 м и объемом не менее указанного в 6.28 при отсутствии вентиляционного канала и невозможности использования в качестве такого канала дымоходов, но при наличии в помещении окна с форточкой (фрамугой) в верхней части окна или конструкции жалюзийного типа;

- в коридорах отдельных квартир при наличии в коридоре окна с форточкой или фрамугой в верхней части окна, при этом проход между плитой и противоположной стеной должен быть шириной не менее 1 м, стены и потолки коридоров из горючих материалов должны быть оштукатурены, а жилые помещения отделены от коридора плотными перегородками и дверью;

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

6.30 В существующих жилых зданиях высотой до 10 этажей включительно допускается установка газовых плит в помещениях, соответствующих требованиям 6.28 или 6.29, но имеющих высоту менее 2,20 м до 2,0 м включительно, если эти помещения имеют объем не менее чем в 1,25 раза больше нормативного. При этом в зданиях, не имеющих выделенной кухни, объемы помещений, где устанавливаются газовые плиты, должны быть в два раза больше указанных в 6.28 (наличие вентиляционного канала обязательно).

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

6.31 Допускается установка газовых бытовых плит в строениях (летних кухнях), расположенных вне жилого здания, при этом помещения должны соответствовать требованиям 6.28, 6.30.

6.32 Для горячего водоснабжения следует предусматривать проточные или емкостные газовые водонагреватели, а для отопления и горячего водоснабжения - емкостные газовые водонагреватели, малометражные отопительные котлы и другое отопительное газовое оборудование (конвекторы, калориферы, камины, термоблоки), предназначенное для работы на газовом топливе.

6.33 Допускается перевод на газовое топливо малометражных (малогабаритных) отопительных котлов заводского изготовления, предназначенных для твердого или жидкого топлива.

Переоборудованные на газовое топливо отопительные установки должны быть оборудованы газогорелочными устройствами с автоматикой безопасности, отвечающими требованиям, предусмотренным разделом 11.

В одном помещении жилых зданий не допускается предусматривать установку более двух емкостных водонагревателей или двух малометражных отопительных котлов или двух других типов отопительного газового оборудования.

6.34 Для отопления помещений жилых зданий высотой до 5 этажей включительно допускается предусматривать газовые камины, конвекторы, калориферы и другие типы отопительного газового оборудования заводского изготовления, сертифицированные на территории Приднестровской Молдавской Республики, с отводом продуктов сгорания через наружную стену здания (по схеме, предусмотренной заводом-изготовителем). При этом подачу газа к газовому оборудованию, устанавливаемому в помещениях жилого здания (в том числе и расположенных в них общественных учреждениях) следует предусматривать самостоятельными ответвлениями, на которых в местах присоединения к газопроводу должно устанавливаться вне помещений, где установлено газовое оборудование, отключающее устройство. Соединение труб, прокладываемых в жилых (служебных) помещениях следует выполнять сварными, резьбовые соединения допускаются только в местах подключения газопровода к отопительному газовому оборудованию и установки отключающего устройства перед ним.

Газогорелочные устройства отопительного газового оборудования должны быть оснащены автоматикой безопасности и регулирования, которая отвечает требованиям раздела 11.

При установке указанных приборов необходимо соблюдать требования, предусмотренные 6.44, 6.46, 6.47.

6.35 При установке в кухне газовой плиты и проточного водонагревателя с отводом продуктов сгорания в дымоход объем кухни следует принимать согласно 6.28.

6.36 Допускается установка в кухне проточного газового водонагревателя кухонного типа (тепловой мощностью до 10 кВт), предназначенного для кратковременной работы с выходом продуктов сгорания в помещение, при этом:

- объем кухни должен быть не менее 21 м³;
- количество удаляемого воздуха из помещения кухни, должно быть не менее 90 м³/ч;
- в бытовых помещениях и кухнях с газовыми водонагревателями следует устанавливать системы индивидуального контроля загазованности, предназначенные для выдачи сигнала о превышении установленного значения до взрывоопасной концентрации природного газа, а также наличия продуктов неполного сгорания (угарного газа СО) в воздухе и выдачи ими управляющего воздействия при превышении установленных уровней содержания контролируемых компонентов на электромагнитный клапан, прекращающий подачу природного газа на водонагреватель.

6.37 Установку водонагревателей, отопительных котлов и отопительных аппаратов с отводом продуктов сгорания в дымоход или через наружную стену здания следует предусматривать в кухнях или в обособленных нежилых помещениях, предназначенных для их размещения и отвечающих требованиям 6.38, 6.39, 6.40.

Установка указанных приборов в ваннных комнатах не допускается. Вопрос о необходимости перестановки газовых водонагревателей из ваннных комнат, в которых они были размещены в соответствии с ранее действующими нормами, в кухни или другие нежилые помещения жилого дома при реконструкции дома или системы горячего водоснабжения должен решаться в каждом

конкретном случае проектной организацией по согласованию с местными эксплуатационными организациями газового хозяйства.

В существующих жилых домах допускается предусматривать установку отопительных газовых приборов и отопительных аппаратов в коридорах индивидуального пользования, отвечающих требованиям пп. 6.40 и 6.51.

Отопительные аппараты конвекторного типа с герметической камерой сгорания и отводом продуктов сгорания через наружную стену здания (по схеме, предусмотренной заводом-изготовителем) могут устанавливаться в служебных помещениях жилых зданий.

Тепловая мощность конвекторов, устанавливаемых в жилых помещениях не должна превышать 7,5 кВт.

6.38 Установку газового отопительного оборудования суммарной тепловой мощностью до 35 кВт разрешается предусматривать в помещении кухни (независимо от наличия плиты и проточного водонагревателя) или в обособленном помещении, внутренний объем кухни при установке отопительного оборудования с отводом продуктов сгорания в дымоход, должен быть на 6 м³ больше, предусмотренного 6.28.

Отвод продуктов сгорания от отопительных аппаратов тепловой мощностью до 35 кВт разрешается производить через дымоход или через наружную стену здания (в соответствии с приложением Ж).

6.39 Установку газового отопительного оборудования тепловой мощностью более 35 кВт до 100 кВт следует предусматривать в обособленных нежилых, встроенных или пристроенных к жилым зданиям помещениях, отвечающим требованиям 6.40.

6.40 Обособленные встроенные и пристроенные помещения, где размещается отопительное газовое оборудование суммарной тепловой мощностью от 35 до 100 кВт должно отвечать следующим требованиям:

- высота помещения не менее - 2,2 м;
- наличие естественной вентиляции из расчета: вытяжка - в объеме трехкратного воздухообмена в час; приток - в объеме вытяжки плюс дополнительного количества воздуха для горения газа (при заборе воздуха из помещения);
- размеры вытяжных и приточных устройств должны определяться расчетом;
- объем помещения следует предусматривать не менее приведенного в таблице 9.

Таблица 9

Суммарная тепловая мощность отопительного газового оборудования, кВт	Объем помещения, м ³
до 35	7,5
более 35 до 60	13,5
более 60 до 100	Из условий размещения и эксплуатации газового оборудования, но не менее 15,0

6.41 Обособленные помещения для размещения отопительного оборудования суммарной тепловой мощностью свыше 35 до 100 кВт и помещения в подвалах жилых зданий, принадлежащих гражданам на правах личной собственности для размещения отопительного оборудования, должны иметь естественное освещение из расчета остекления 0,03 м² на 1 м³ объема помещения и ограждающие от смежных помещений конструкции с пределом огнестойкости не менее 0,75 ч и пределом распространения огня по конструкции, равным нулю.

6.42 Отдельно стоящие и пристроенные здания, в которых размещается отопительное газовое оборудование, должны быть не ниже IV степени огнестойкости и должно быть оборудовано первичными средствами пожаротушения согласно 6.63.

6.43 При размещении отопительного оборудования в помещении, пристроенном к жилому зданию, дополнительно к указанным в 6.40 требованиям, следует выполнять следующее:

- пристройка должна размещаться у глухой части стены здания с расстоянием по горизонтали и вертикали от оконных и дверных проемов не менее 1 м;

- стена пристройки не должна быть связана со стеной жилого здания.

6.44 Расстояния от строительных конструкций помещений до бытовых газовых плит и отопительного газового оборудования следует предусматривать в соответствии с паспортами предприятий-изготовителей, требованиями противопожарной безопасности, удобства монтажа, эксплуатации и ремонта и в соответствии с требованиями настоящих Норм.

6.45 Установку плиты следует предусматривать у стены из негорючих материалов на расстоянии не менее 6 см от стены. Допускается установка плиты у стен из трудногорючих и горючих материалов, изолированных негорючими материалами (кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм, штукатуркой и т.п.) на расстоянии не менее 7 см от стен. Изоляция предусматривается от пола и должна выступать за габариты плиты на 10 см с каждой стороны и не менее 80 см сверху.

6.46 Теплогенераторы следует устанавливать у стен или на стенах из негорючих (НГ) и трудногорючих (Г1) материалов.

6.47 Теплогенераторы следует устанавливать на расстоянии не ближе 3 см от стен из горючих материалов с покрытием негорючими (НГ) или трудногорючими (Г1) материалами стены. Указанное покрытие стены должно выступать за габариты корпуса теплогенератора не менее чем на 10 см.

Участок пола под напольным теплогенератором должен иметь защитное покрытие из негорючих (НГ) или трудногорючих (Г1) материалов и выступать за габариты корпуса теплогенератора не менее чем на 10 см.

6.48 Расстояние в свету от выступающих частей газового оборудования по фронту и в местах прохода должно быть не менее 1 м.

6.49 Допускается перевод на газовое топливо отопительных и отопительно-варочных печей при условии, что:

печи, дымовые и вентиляционные каналы удовлетворяют требованиям ведомственных норм по устройству отопительных печей, переводимых на газовое топливо, утвержденных в установленном порядке;

газовые горелки, устанавливаемые в топках отопительных и отопительно-варочных печей, оснащены автоматикой безопасности в соответствии с требованиями ГОСТ 16569-86.

Газовые горелки, устанавливаемые в топках отопительных и отопительно-варочных печей, должны быть оснащены автоматикой безопасности по отключению горелок при погасании пламени или нарушении тяги в дымоходе (в соответствии с требованиями ГОСТ 16569).

Топки газифицируемых печей следует предусматривать со стороны коридора или другого нежилого (неслужебного) помещения. В случае невозможности выполнения указанного требования допускается предусматривать топки газифицируемых печей со стороны жилых (служебных) помещений, при этом подачу газа к печам следует предусматривать самостоятельными ответвлениями, на которых в месте присоединения ответвления к газопроводу должно устанавливаться вне указанных выше помещений отключающее устройство.

Помещения, в которые выходят топки газифицируемых отопительных и отопительно-варочных печей, должны иметь вытяжной вентиляционный канал либо окно с форточкой, или дверь, выходящую в нежилое помещение или тамбур. Перед печью должен быть предусмотрен проход шириной не менее 1 м.

6.50 Устройство дымоходов должно соответствовать требованиям СНиП ПМР 41-01-02, как для отопительных печей.

При решении вопросов возможности присоединения газовых приборов с отводом продуктов сгорания к дымоходу, а также отвода продуктов сгорания через наружную стену здания следует руководствоваться данными, приведенными в приложении Ж.

6.51 Для притока воздуха в помещения, где размещаются газовые приборы и отопительные аппараты с отводом продуктов сгорания в дымоход, следует предусматривать в нижних частях дверей или стен, выходящих в смежные не жилые помещения, решетку или зазор между дверью и полом, или решетку, установленную в наружной стене помещения. В последнем случае устройство для забора воздуха должно соответствовать требованиям раздела 4 СНиП ПМР 41-01-02.

Эти требования не распространяются на помещения, в которых устанавливается отопительное оборудование с герметической камерой сгорания, у которых забор воздуха для горения и отвод продуктов сгорания газа производится через наружную стену здания.

Размер живого сечения приточного устройства должен определяться расчетом, при этом оно должно быть не менее:

- для кухонь, в которых установлены газовая плита, проточный водонагреватель и отопительные газовые аппараты суммарной мощностью до 35 кВт - 0,02 м²;
- для обособленных помещений (встроенных, пристроенных, отдельно стоящих) в которых установлены отопительные газовые аппараты суммарной мощностью от 35 до 100 кВт - 0,025 м².

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

6.53 В помещениях многоквартирных жилых домов, где устанавливаются отопительные газоиспользующие установки, следует предусматривать установку сигнализаторов загазованности, срабатывающих при достижении загазованности помещения 10% от нижнего предела воспламеняемости природного газа. Сигнализатор загазованности должен быть заблокирован с электромагнитным клапаном, устанавливаемом на вводе газа в помещение и отключающим подачу газа по сигналу загазованности.

Газоснабжение общественных зданий

6.54 В общественных зданиях и пристроенных к ним помещениях может устанавливаться газовое оборудование, в том числе для теплоснабжения, за исключением:

- детских дошкольных и школьных учреждений;
- больниц и лечебно-поликлинических помещений;
- спальных корпусов санаториев, учреждений отдыха, детских оздоровительных учреждений и школ-интернатов;
- культурно-зрелищных, досуговых, спортивных, торговых, транспортных, культовых и других учреждений с возможным массовым пребыванием людей (более 50 человек) в одном помещении;
- общественных зданий и сооружений высотой более 26,5 м (от планировочной отметки земли до отметки пола верхнего этажа, кроме верхнего технического этажа), здания с атриумами, многофункциональных домов с жилыми помещениями.

В лечебных и амбулаторно-поликлинических помещениях допускается предусматривать установку газового оборудования только в помещениях приготовления пищи, центральных заготовительных, лабораторий, стоматологических поликлиниках, размещаемых в отдельно стоящих зданиях.

Во встроенные в жилые здания и пристроенные к ним помещения, предприятий общественного питания, торговли, бытового обслуживания населения, помещения учреждений, аптек, амбулаторий, фельдшерско-акушерские пункты с возможным пребыванием в них менее 50 человек допускается предусматривать установку отопительного газового оборудования в обособленных помещениях, отвечающих требованиям 6.40.

Установка баллонов СУГ в указанных выше помещениях не допускается. **(Есть изменения от 14.01.2015г. № 23 Приказ Мин рег развития).**

6.55 Помещение, в котором устанавливается газовое оборудование, за исключением отопительного, должно иметь высоту не менее 2,2 м, окно с форточкой (открывающейся фрамугой в верхней части окна), и постоянно действующую приточно-вытяжную вентиляцию с кратностью обмена воздуха, определяемой расчетом, но не менее трехкратного воздухообмена в час.

При установке бытовых газовых приборов требования к помещениям предъявляются такие же, как и жилым зданиям.

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

вентилятором.

6.57 Без отвода продуктов сгорания в дымовые каналы разрешается предусматривать установку в одном помещении не более двух бытовых газовых плит, а также использование лабораторных горелок. Вентиляция помещения должна соответствовать требованиям 6.55.

6.58 Допускается предусматривать установку отопительного газового оборудования, с отводом продуктов сгорания в дымоход, суммарной тепловой мощностью до 100 кВт в обособленных помещениях общественных зданий, а также в помещениях, пристроенных к общественным зданиям и отдельно стоящих зданиях (кроме помещений, расположенных в подвальных и цокольных этажах, а также зданиях, указанных в 6.54).

Помещения должны отвечать требованиям, предъявляемым к помещениям жилых зданий в зависимости от суммарной тепловой мощности оборудования.

Во встроенных помещениях поступление воздуха для горения газа и на возмещение вытяжки не допускается предусматривать из помещений, в которых обращаются коррозионные и легковоспламеняющиеся вещества.

6.59 Разрешается применять для отопления служебных помещений общественных зданий газовые конвекторы и калориферы с герметической камерой сгорания и отводом продуктов сгорания через наружную стену помещения, где установлено это оборудование.

6.60 При установке конвекторов и калориферов требования к помещениям предъявляются такие же, как и к жилым зданиям.

6.61 Допускается переводить на газовое топливо пищеварочные котлы и плиты, кипятильники и т.п. заводского изготовления, предназначенные для работы на твердом или жидком топливе. В пищеварочных плитах следует предусматривать замену съемных конфорочных колец сплошным настилом. Газогорелочные устройства, устанавливаемые в этом оборудовании, должны быть оснащены автоматикой безопасности.

6.62 Газовое не бытовое оборудование для предприятий торговли, общественного питания и других аналогичных потребителей следует оснащать приборами автоматики безопасности, обеспечивающими отключение основных (рабочих) горелок в случае прекращения подачи газа, погасания пламени, прекращения подачи воздуха (для оборудования, оснащенного горелками с принудительной подачей воздуха) и при отсутствии тяги в топке и дымоходе. Для горелки или группы горелок, объединенных в блок, имеющих номинальную тепловую мощность менее 5,6 кВт, установка автоматики безопасности не обязательна.

6.63 В обособленных помещениях общественных зданий, а также в помещениях, пристроенных к общественным зданиям и отдельно стоящих зданиях, где установлено отопительное газовое оборудование, следует предусматривать первичные средства пожаротушения (огнетушители порошковые - 2 шт).

Газоснабжение производственных установок и котельных

6.64 Планировочные и конструктивные решения котельных следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП ПМР 41-04-02 и настоящих Норм.

Размещение, планировочные и конструктивные решения крышных котельных, которые предназначены для отопления жилых зданий, общественных и производственных зданий следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП ПМР 41-04-02 и рекомендациями по проектированию крышных котельных, встроенных и пристроенных котельных установок и установлению бытовых теплогенераторов, работающих на природном газе.

6.65 Для отопления производственных помещений, относящихся по пожарной опасности к категории Г и Д без выделения пыли и в служебных помещениях предприятий допускается установка отопительного газового оборудования (в т.ч. и газовых конвекторов) с герметической камерой сгорания, с отводом продуктов сгорания и забором воздуха для сгорания через наружную стену здания.

Установку вышеуказанного газового оборудования следует предусматривать в соответствии с требованиями подраздела «Газоснабжение жилых зданий» этого раздела и СНиП ПМР 31-09-02.

6.66 При проектировании газового оборудования котельных или при переводе на газовое топливо существующих котельных, кроме требований настоящих норм, следует руководствоваться требованиями СНиП ПМР 41-04-02, Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов и Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 338 К (115 °С).

6.67 При проектировании газового оборудования электростанций, а также производственных и отопительных котельных с единичной производительностью паровых котлов - не менее 160 т/ч и водогрейных котлов - не менее 420 ГДж/ч следует руководствоваться указаниями раздела 7.

При переводе существующих котлов с твердого или жидкого на газовое топливо должны быть подтверждены расчетом: объемная плотность теплового потока, достаточность сечения дымоходов, производительность и давление дымососов и дутьевых вентиляторов.

6.68 Газогорелочные устройства промышленных установок, паровых и водогрейных котлов, использующих газовое топливо, должны соответствовать требованиям, предусмотренным разделом 11.

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

Для ручного розжига газовых горелок и наблюдения за их работой следует предусматривать смотровые отверстия, оборудованные устройствами, исключающими выброс продуктов сгорания в помещение.

Перед горелками, в которые подается газозвоздушная смесь, а также при подводке кислорода к горелкам для резки и сварки металла для предотвращения проникновения пламени в подводящий трубопровод следует предусматривать установку огнепреградителей.

6.69 На котлоагрегатах, работающих на газовом топливе, и на дымоходах от них следует предусматривать взрывные клапаны:

- для паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа и водогрейных котлов с температурой воды не более 115 °С взрывные клапаны следует предусматривать в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 338 К (115 °С);

- для паровых котлов с давлением пара более 0,07 МПа и водогрейных котлов с температурой воды более 115°С взрывные клапаны следует предусматривать в соответствии с требованиями Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.

6.70 Необходимость установки взрывных клапанов на промышленных газоиспользующих установках и дымоходах от них, а также места установки взрывных клапанов и их число следует определять в соответствии с нормами технологического проектирования, а при отсутствии указанных норм - проектной организацией.

6.71 Взрывные предохранительные клапаны допускается не предусматривать в обмуровке одноходовых по дымовым газам котлов, для вертикальных цилиндрических котлов, котлов локомотивов и паровозного типа, а также на дымоходах перед дымососами.

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

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

6.73 Вентиляция котельных, цехов промышленных и сельскохозяйственных предприятий, зданий предприятий бытового обслуживания производственного характера должна соответствовать требованиям строительных норм и правил по размещенному в них производству.

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

6.74 При подаче промышленным предприятиям недорированного газа следует предусматривать сигнализацию загазованности газифицируемых помещений, а также помещений,

через которые предусматривается прокладка газопроводов.

6.75 Газифицируемые котлы должны быть оборудованы КИП, автоматикой безопасности и автоматическим регулированием в соответствии с требованиями СНиП ПМР 41-04-02.

6.76 Газифицируемые производственные агрегаты должны быть оборудованы КИП для измерений:

- давления газа у горелки или группы горелок после последнего (по ходу газа) отключающего устройства и при необходимости у агрегата;
- давления воздуха перед горелками (для горелок с принудительной подачей воздуха);
- разрежения или противодавления в топке;
- давления воздуха в воздуховоде у горелок после последнего шиберы или дроссельной заслонки и при необходимости у вентиляторов;
- разрежения в топке и при необходимости в дымоходе до шиберы.

6.77 Размещение КИП следует предусматривать у места регулирования измеряемого параметра или на специальном приборном щите.

При установке приборов на приборном щите допускается использование одного прибора с переключателем для измерения параметров в нескольких точках.

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

- недопустимом отклонении давления газа от заданного давления у горелок;
- погасании пламени рабочих горелок или группы горелок, объединенных в блок;
- недопустимом уменьшении разрежения в топке (для агрегатов, оборудованных дымососами или инжекционными горелками);
- недопустимом понижении давления воздуха (для агрегатов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха);
- недопустимом уменьшении разрежения в выходящем патрубке зонты (для печей с отводом продуктов сгорания под зонты);
- отключении электроэнергии.

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

Для агрегатов, отдельных горелок или группы горелок, объединенных в блок, имеющих номинальную тепловую мощность менее 5,6 кВт (расход газа менее 0,5 м³/ч), автоматику безопасности допускается не предусматривать.

6.79 Газовое оборудование для предприятий торговли, общественного питания и других аналогичных потребителей следует оснащать приборами автоматики безопасности, обеспечивающими отключение основных (рабочих) горелок в случае прекращения подачи газа, погасания пламени, прекращения подачи воздуха (для оборудования, оснащенного горелками с принудительной подачей воздуха) и отсутствии тяги в дымовых и вентиляционных каналах.

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

6.81 Для производственных агрегатов, не допускающих перерывов в подаче газа, отключение подачи газа в системе автоматики безопасности должно быть дополнено предупредительной сигнализацией об изменении контролируемых параметров.

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

На отводах к КИП должны предусматриваться отключающие устройства.

При давлении газа до 0,1 МПа допускается предусматривать присоединение КИП с помощью резиновых рукавов, а также резиновых трубок, согласно требованиям, изложенным в 6.3.

6.83 Прокладку импульсных линий следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП ПМР 41-06-02.

6.84 В крышных, отдельно стоящих, встроенных и пристроенных котельных, работающих на газовом топливе, предназначенных для теплоснабжения жилых и общественных зданий, следует предусматривать контроль дозрывоопасных концентраций газа (20 % НКПВ) с выводом сигнала на коллективную предупредительную сигнализацию или на ОДС при ее наличии, а также автоматическое отключение подачи газа в котельную.

В помещении газифицированной котельной следует предусматривать огнетушители порошковые ОП-9Б из расчета один огнетушитель на два котла.

Горелки инфракрасного излучения и инфракрасные трубчатые газовые обогреватели

6.85 Горелки инфракрасного излучения (далее - ГИИ) должны соответствовать требованиям, предусмотренным разделом 11. ГИИ допускается применять как в стационарных, так и в передвижных установках для обогрева:

- рабочих мест и зон производственных помещений, сушки помещений при строительстве зданий и их ремонте;
- рабочих мест и зон на открытых площадках;
- открытых площадок (перронов, спортивных сооружений);
- для технологического обогрева материалов и оборудования.

6.86 Не допускается устанавливать ГИИ в производственных помещениях категорий А, Б, В по взрывопожарной и пожарной опасности, складских помещениях и в помещениях, выполненных из легких металлических конструкций с горючим и трудногорючим утеплителем в стенах, покрытиях, в подвальных помещениях, а также для обогрева жилых и общественных зданий.

6.87 Отопительные установки с ГИИ, предназначенные для обогрева помещений, следует предусматривать с автоматикой, обеспечивающей прекращение подачи газа в случае погасания пламени горелки.

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

Допускается эксплуатация таких систем без автоматики при постоянном наблюдении за их работой.

6.88 При использовании установок ГИИ, работающих на СУГ для сушки помещений, баллоны должны находиться в тех же помещениях, где и установка. В установке можно использовать не более одного баллона.

Запрещается использование установок ГИИ, работающих на СУГ в подвальных и цокольных этажах.

Вентиляция помещений, где установлены установки ГИИ для сушки, должна обеспечиваться через фрамуги, форточки и т.п. Если установки с ГИИ применяются вне помещений, горелки должны быть защищены от задувания и попадания в них атмосферных осадков.

6.89 Для отопления производственных помещений с высотой потолков от 4,0 м и более, кроме производств и помещений, относящихся по взрывопожарной опасности к категориям А и Б и зданий степенью огнестойкости IVа и V, допускается устанавливать под потолком инфракрасные трубчатые газовые обогреватели (далее - ИТГО) лучистого отопления, с отводом продуктов сгорания в атмосферу.

Применение обогревателей ИТГО в жилых и общественных зданиях не допускается.

ИТГО должны быть оборудованы полной автоматизацией процесса сжигания газового топлива с блокировкой подачи газа на горелку излучателя в случаях:

- понижения или повышения давления газа сверх установленных пределов;
- отсутствия разрежения в камере смешения газа с воздухом, т.е. остановки работы вытяжного вентилятора;
- погасании пламени в горелках;
- отсутствия напряжения на блоке управления и безопасности;
- наличия неисправностей в блоке управления.

6.90 ИТГО должны соответствовать ТУ, утвержденным в установленном порядке, а ИТГО производства зарубежных фирм должны иметь сертификат в соответствии с действующим законодательством.

6.91 Расстояния от ГИИ и ИТГО до конструкций помещения из горючих и трудногорючих материалов (потолка, оконных и дверных коробок и т.п.) должны быть не менее 0,5 м при температуре излучающей поверхности до 900°С и не менее 1,25 м для температуры выше 900 °С.

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

Открытая электропроводка должна находиться на расстоянии не менее 1 м от ГИИ, ИТГО и поверхности излучения.

6.92 В помещениях обогреваемых установками ГИИ, должна обеспечиваться трехкратная общеобменная вентиляция, а в помещениях обогреваемых ИТГО, вентиляция должна отвечать требованиям строительных норм и правилам по размещению в них соответствующих производств.

Расчет вентиляции помещений, где предусматривается установка ГИИ, следует выполнять, руководствуясь нормами предельно допустимых концентраций CO_2 и оксидов азота (в пересчете на NO_2) в воздухе рабочей зоны. Размещение вытяжных устройств следует предусматривать выше излучателей, а приточных устройств - вне зоны излучения установок ГИИ и ИТГО.

Системы обогрева с ГИИ должны быть сблокированы с системой местной или общеобменной вентиляции, исключая возможность пуска и работы системы обогрева при неработающей вентиляции.

В помещениях с установками ГИИ и ИТГО следует предусматривать огнетушители порошковые из расчета 3 шт. на 500 м помещения.

Газопроводы и газовое оборудование для газопламенной обработки металла

6.93 Подача газа для работ по газопламенной обработке металлов открытым пламенем (газовая сварка, газовая разделительная и поверхностная кислородная резка, газовая наплавка, газовая пайка, газовая пламенная закалка, нанесение термостойких покрытий, газовая металлизация, газовый нагрев, в т.ч. металла перед гибкой и др.) должна осуществляться по газопроводу или от распределительных рампы при числе рабочих мест более 10 и от баллонных установок (если не целесообразно устройство газопровода) при числе рабочих мест менее 10. В одном помещении цеха и других производственных зданиях допускается размещение не более 10 однобаллонных установок.

6.94 В трубопроводах, подающих газообразное топливо к горелкам для резки и сварки металлов, для обеспечения взрывобезопасности следует предусматривать установку огнепреградителей.

6.95 Газоразборные посты могут быть стационарными и передвижными. Стационарные посты могут размещаться в местах использования газа, на стенах, колоннах и специальных конструкциях на расстоянии не менее 1 м от изолированных проводов и электрокабелей и не менее 2 м от оголенных проводов.

6.96 Стационарные газоразборные посты должны размещаться в металлических шкафах с отверстиями для вентиляции. Шкафы должны быть окрашены масляной краской в красный цвет, и иметь надписи белой краской - «Горючий газ», «Огнеопасно».

Расстояния между шкафами газоразборных постов горючего газа и кислорода должно быть не менее 0,15 м. Шкафы должны размещаться на высоте не менее 0,6 м от пола до низа шкафа.

Подходы ко всем газоразборным постам должны быть свободными. Установка баллонов в проходах и проездах не допускается.

6.97 Стационарные газоразборные посты должны быть оснащены предохранительными клапанами, жидкостными затворами закрытого типа, затворами сухого типа или обратными клапанами и соответствующей запорной арматурой. Применение жидкостных затворов открытого типа не допускается.

К одному предохранительному устройству может быть присоединена только одна горелка или один резак. Если газоразборный пост питает машины, обслуживаемых одним оператором, то число горелок (резаков) зависит от пропускной способности предохранительного устройства.

Предохранительные устройства должны быть заводского изготовления и соответствовать техническим условиям на их изготовление.

6.98 Давление газа, подаваемого по газопроводу к рабочему посту (постам) не должно

превышать 0,05 МПа.

При давлении газа более 0,05 МПа на газопроводе должен быть установлен регулятор для снижения его давления.

При питании рабочего поста от баллона на нем должен быть установлен регулятор, предназначенный для используемого газа.

6.99 Регуляторы давления газа, входящие в комплект газоиспользующего агрегата для газопламенной обработки металлов, а также конструкции, на которых размещены такие регуляторы и запорные устройства (газораспределительные щиты), не относятся к ГРУ и на них не распространяются требования, предъявляемые к ГРУ.

6.100 Для передвижных газоразборных постов разрешается установка на одной тележке, специальной конструкции, одного баллона с горючим газом и одного баллона с кислородом. При этом баллоны должны быть закреплены так, чтобы исключить их удар друг о друга или падение.

6.101 Максимально допустимая температура баллона СУГ должна быть не более 45 °С.

Баллоны, устанавливаемые в помещениях, должны находиться от радиаторов отопления и других отопительных приборов на расстояниях не менее 1 м, а от источников тепла с открытым огнем - не менее 5 м.

6.102 Переносные горелки и передвижные агрегаты присоединяются к газопроводам и баллонам СУГ при помощи резиновых рукавов по ГОСТ 9356, класса 1 на давление 0,6 МПа или по другим стандартам и техническим условиям, если они по техническим свойствам имеют показатели не ниже, чем по ГОСТ 9356.

Длина рукавов не должна превышать 30 м. Они должны состоять не более чем из трех отдельных кусков, соединенных между собой гофрированными двухсторонними ниппелями.

Концы рукавов должны надежно закрепляться на газопроводе и на горелке хомутами.

Помимо крана, имеющегося на горелке или передвижном агрегате, должен быть отключающий кран, расположенный до места присоединения рукава.

6.103 Работы по газопламенной обработке металлов открытым пламенем допускаются на расстояниях по горизонтали не менее, м:

- от групповых газобаллонных установок -10;

- от отдельных баллонов с кислородом и горючими газами - 5;

- от газопроводов и резиноканевых рукавов, а также от газоразборных постов при ручных работах - 3, при механических работах -1,5.

Расстояния относятся к газопламенным работам, когда пламя и искры направлены в стороны, противоположные источнику питания газами.

В случае направления пламени и искр в сторону источника питания газами, он должен быть огражден щитами (ширмами) из негорючих материалов или указанные расстояния должны быть увеличены вдвое.

6.104 При выполнении газопламенных работ в замкнутых объемах (отсеках, котлах, резервуарах) должна быть предусмотрена «принудительная» вентиляция, исключая концентрацию вредных веществ выше предусмотренной требованиями санитарных норм.

Применение СУГ в таких условиях недопустимо.

Учет потребления газа

6.105 Учет подачи и потребления газа следует определять в соответствии с требованиями правил подачи и использования природного газа. Учет подачи и потребления и настоящего подраздела.

6.106 Проектом газоснабжения должен предусматриваться учет потребления газа (природного и сжиженного углеводородного в жидком или газообразном состоянии) путем определения его количества (приведенного объема, массы), использованного потребителем.

Условия для определения приведенного объема газа при взаимных расчетах с потребителями должны соответствовать требованиям ГОСТ 2939.

6.107 Учет количества газа следует предусматривать коммерческий - для осуществления

финансовых расчетов между газосбытовыми организациями и каждым потребителем, а также внутрипроизводственных (технологический) - для контроля за эффективностью использования газа и дисциплиной потребления.

Коммерческий учет потребления газа должен предусматриваться централизованным.

Пределы допускаемой относительной погрешности узлов учета газа для коммерческого учета не должны превышать:

- 3% для потребителей с суммарным годовым газопотреблением до 100 тыс.м³
- 2,5% для потребителей с суммарным годовым газопотреблением более 100 тыс. м³

6.108 Коммерческим учетом количества газа должны быть обеспечены все потребители газа: абоненты, имеющие договор с газосбытовой организацией, субабоненты, имеющие договор с абонентами; оптовые потребители - перепродавцы.

Каждый потребитель газа (домовладелец, квартиросъемщик, организация и предприятие независимо от формы собственности и направления деятельности) должен быть обеспечен единым, коммерческим узлом учета количества газа, предусмотренным проектом.

При обосновании допускается не предусматривать централизованного коммерческого узла учета количества газа.

6.109 Приборы (узлы) учета расхода газа должны устанавливаться:

- в газифицируемом помещении;
- в нежилом помещении газифицируемого жилого здания, имеющем естественную вентиляцию;
- в смежном с газифицируемым помещением производственного здания и котельной, соединенным с ним открытым проемом;
- в ГРП, ШРП, ГРПБ;
- вне здания, при наличии компенсирующего устройства по температуре (термокомпенсатором).

При этом предпочтение должно отдаваться автоматическим и автоматизированным средствам измерений.

6.110 Внутрипроизводственным (технологическим) учетом количества газа должны быть обеспечены отдельные объекты, в том числе цеха, участки, агрегаты и т.п., имеющие годовое потребление более 350 тыс. м³ природного газа или эквивалентное по тепловому эффекту количество сжиженного газа.

Внутрипроизводственным учетом потребляемого газа должны быть обеспечены все водогрейные котлы с тепловой производительностью свыше 1 Гкал/ч и паровые котлы производительностью более 1 т/ч.

6.111 Способы измерения газа и реализующие их средства измерения следует выбирать в зависимости от условий эксплуатации из числа прошедших государственную метрологическую аттестацию.

В качестве приборов учета газа в жилых зданиях должны использоваться бытовые газовые счетчики (далее счетчики).

6.112 Установка счетчиков должна предусматриваться из условий удобства их монтажа, обслуживания и ремонта, а также в соответствии с эксплуатационной документацией заводов-изготовителей.

Для расходомерных узлов со стандартными сужающими устройствами необходимо выполнять также правилами измерений расхода газа и жидкостей стандартными сужающими устройствами.

6.113 Установку счетчиков внутри помещений следует предусматривать вне зоны тепло- и влаговыведений (от плиты, раковины и т.п.) в естественно проветриваемых местах. Не следует устанавливать счетчики в застойных зонах помещения (участки помещения, отгороженные от вентиляционного канала, окна, ниши и т.п.).

Расстояния от мест установки счетчиков до газового оборудования следует принимать в соответствии с требованиями и рекомендациями предприятий-изготовителей, изложенными в паспортах счетчиков. При отсутствии в паспортах вышеуказанных требований размещение счетчиков следует предусматривать, как правило, на расстоянии (по радиусу) не менее, м:

- от бытовой газовой плиты - 0,1;
- от отопительного газового оборудования (емкостного и проточного водонагревателей, котла,

теплогенератора) - 0,5;

- от тепловых приборов – 0,5.

6.114 Установка счетчиков вне здания предусматривается открытая, под навесом, в шкафах или других конструкциях, обеспечивающих защиту счетчика от внешних воздействий при условии наличия коррекции объема газа по температуре (механической или электронной).

Размещение счетчиков следует предусматривать:

- на отдельно стоящих опорах на территории потребителя газа;
- на стенах газифицируемых зданий на расстоянии по горизонтали не менее 0,5 м от дверных и оконных проемов.

Размещение счетчиков под проемами в стенах не рекомендуется.

6.115 Конструкции шкафов для размещения счетчиков должны обеспечивать естественную вентиляцию. Дверцы шкафов должны иметь запоры.

На одном газопроводе допускается установка параллельно не более двух бытовых газовых счетчиков, работающих одновременно.

6.116 Перед узлом измерения количества газа должен предусматриваться газовый фильтр.

При установке счетчика или узла измерения расхода газа в ГРП, ГРПБ, ШРП, после ГРУ (где установлен фильтр), а также при наличии фильтра в конструкции счетчика установка дополнительного фильтра не требуется.

Необходимость установки фильтра перед бытовыми счетчиками решается:

- требованиями, указанными в паспортах счетчиков заводов-изготовителей;
- по требованию эксплуатирующих служб газового хозяйства в зависимости от качества газа (наличие окалина, пыли, конденсата), подаваемого потребителям.

7 Газоснабжение тепловых электростанций

Общие указания

7.1 В настоящем разделе приведены дополнительные требования, которые следует учитывать при проектировании газоснабжения электростанций. Требования распространяются на паровые котельные установки с паропроизводительностью 35 т/ч и выше, водогрейные котельные установки с тепловой производительностью 210 ГДж/ч и выше, парогазовые и газотурбинные установки тепловых электростанций ТЭС (далее - ТЭС), и ГРЭС (далее - ТЭС), а также на установки производственных и отопительных котельных с единичной производительностью паровых котлов не менее 160 т/ч и водогрейных котлов не менее 420 ГДж/ч и выше.

7.2 Проектирование газоснабжения, газоиспользующих установок, в том числе парогазовых и газотурбинных на электростанциях и котельных должно осуществляться в соответствии с требованиями СНиП ПМР 31-04-02, СНиП ПМР 41-04-02 и настоящих норм.

7.3 Использование газа с давлением более 1,2 МПа на газотурбинных установках электростанций следует осуществлять по специальным техническим условиям, утвержденных в установленном порядке.

Наружные газопроводы и устройства

7.4 Внеплощадочные газопроводы к ТЭС следует прокладывать подземно. Присоединение к этим газопроводам других потребителей допускается только по согласованию с исполнительным органом государственной власти в области энергетики.

7.5 Подача газа от внеплощадочных газопроводов в распределительную сеть ТЭС и котельных должна осуществляться:

- для энергетических, паровых и водогрейных котлов - через газорегуляторные пункты или газорегуляторные установки, при этом для ТЭС мощностью более 1000 МВт, использующих газ как основное или резервное топливо, должны предусматриваться два ввода и два ГРП с организацией взаимного резервирования;

- для газомазутных энергоблоков 800 МВт и выше - через блочный газорегуляторный пункт.

7.6 На территории ТЭС должна предусматриваться надземная прокладка газопроводов, с учетом максимального использования существующих или проектируемых эстакад и опор других трубопроводов.

Подземная прокладка отдельных участков газопроводов (газопроводы до ГРП на их территории и выходы из ГРП) допускается при соответствующем обосновании.

7.7 В системах газоснабжения ТЭС и котельных не допускается выполнять прокладку газопроводов по территории открытых распределительных устройств и трансформаторных подстанций, складов топлива.

Не допускается прокладка газопроводов через здания и сооружения, не связанные с использованием газа, а также в газоходах, галереях топливоподачи, воздуховодах, лифтовых и вентиляционных шахтах.

7.8 Для газопроводов ТЭС следует предусматривать стальные трубы в соответствии с приложением И.

Сварные трубы допускается применять при условии стопроцентного контроля неразрушающими методами заводского шва, что должно быть указано в сертификате на трубы.

7.9 Детали, блоки, сборные единицы трубопроводов, опоры и подвески для газопроводов, сооружаемых на территории электростанций, следует принимать в соответствии с действующей нормативно-технической документацией для трубопроводов пара и горячей воды.

Фасонные части и детали следует изготавливать из спокойных сталей.

Отводы диаметром до 100 мм должны быть гнутыми или штампованными.

Гнутые отводы для подземных газопроводов следует изготавливать из безшовных труб.

Газорегуляторные пункты

7.10 На газопроводах при вводе их в ГРП, расположенные на территории электростанции, следует предусматривать отключающее устройство с электроприводом на расстоянии не менее 10 м от здания ГРП.

На общем подводящем газопроводе к ГРП следует предусматривать прибор для измерения расхода газа с обеспечением измерения как номинального, так и в количестве до 30 % от номинального расхода.

Помещение ГРП должно быть оснащено сигнализатором загазованности.

При сооружении ГРП для одного блока мощностью 800 МВт и выше непосредственно после отключающего устройства перед ГРП необходимо предусматривать отсечной быстродействующий клапан.

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

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

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

В качестве регулирующего устройства в ГРП допускается применять регулирующие заслонки.

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

Все элементы газопроводов в пределах ГРП и на участке от ГРП до ПЗК котлов (включая последние) должны быть рассчитаны на давление газа, на которые рассчитаны аналогичные элементы газопроводов до ГРП.

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

7.15 Сбросные трубопроводы от ПСК необходимо располагать со стороны здания ГРП,

противоположной воздухозаборным устройствам систем вентиляции. Расстояния от концевых участков сбросных трубопроводов до мест забора воздуха для приточной вентиляции должны быть не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали.

Если расстояния от сбросных трубопроводов ПСК по горизонтали до светоаэрационного фонаря самого высокого соседнего здания меньше 20 м, сбросные трубопроводы должны быть выведены на 2 м выше фонаря этого здания.

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

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

7.17 Тяги, соединяющие рычаги исполнительных механизмов и регулирующих органов и проходящие через стены регуляторного зала, следует прокладывать в футлярах, забетонированных в стенах. Пространство между футляром и тягой необходимо заполнять асбестовой пушонкой, сальники с обеих сторон футляра - асбестовым шнуром.

7.18 Газопроводы в ГРП после регуляторов давления, а также наружные надземные газопроводы на участке длиной не менее 20 м от ГРП, должны иметь звукопоглощающую изоляцию.

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

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

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

Внутренние газопроводы

7.20 Для внутренних газопроводов ТЭС трубы, детали, блоки, сборные единицы газопроводов, опоры и подвески следует принимать в соответствии с требованиями 7.8 и 7.9.

7.21 Прокладка внутренних газопроводов в пределах ТЭС, котельных и газопроводов-вводов в котельные должна быть открытой и располагаться выше нулевой отметки здания. По всей длине газопроводов должен быть обеспечен доступ для регулярного ремонта, контроля и обслуживания, включая узлы арматуры.

Места установки запорной и регулирующей арматуры должны иметь искусственное освещение. Прокладка газопроводов должна обеспечивать исключение скопления конденсата в случае возможности его образования.

7.22 Прокладка газопроводов должна обеспечивать возможность их продувки для выполнения ремонтных и профилактических работ, в том числе и на отключаемых участках газопроводов.

7.23 При подаче газа в разводящий коллектор котельной от двух ГРП на коллекторе следует предусматривать отключающие устройства.

7.24 При установке на газопроводах электрифицированной арматуры должно быть обеспечено их заземление.

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

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

Внутреннее газовое оборудование

7.27 На каждом газопроводе-отводе к котельному агрегату от распределительного коллектора должны быть предусмотрены:

- установка запорных устройств с электрическим и ручным приводами, включая быстрозапорный клапан для прекращения подачи газа;

- фланцевые соединения или специальное устройство для установки заглушки с целью обеспечения безопасности при производстве работ на газопроводе котлоагрегата;
- расходомерное устройство либо с отдельной диафрагмой для режима растопки, либо оснащенные диафрагмы измерения расхода газа двумя дифманометрами, обеспечивающими измерение газа в требуемом диапазоне;
- регулирующие клапаны для регулирования расхода газа (включая режим растопки) с дистанционным и ручным управлением;
- устройство для продувки и подключения к запальным устройствам (далее ЗУ) и защитнозапальным устройствам (далее ЗЗУ).

Все фланцевые устройства должны иметь электропроводящие перемычки.

7.28 На газопроводе перед каждой горелкой котельного агрегата следует предусматривать установку последовательно двух запорных устройств. Первое по ходу газа запорное устройство должно иметь электрический привод, второе - электрический или ручной привод. Между этими запорными устройствами следует предусматривать трубопровод безопасности (продувочный газопровод), оснащенный запорным устройством с электроприводом.

На вновь вводимых в эксплуатацию котельных агрегатах перед каждой горелкой должны быть установлены ПЗК.

На каждом котельном агрегате должна быть определена группа растопочных горелок. Эти горелки, а также горелки, оснащенные ПЗК, должны быть оснащены ЗЗУ, а остальные ЗУ.

До освоения промышленностью ПЗК его функция реализуется запорным устройством с электроприводом.

7.29 Питание ПЗК и быстрозапорных клапанов необходимо предусматривать от шин аккумуляторных батарей или от батареи предварительно заряженных конденсаторов, или от двух независимых источников переменного тока. В последнем случае необходимо предусматривать обязательную установку блока бесперебойного питания.

Схема управления электромагнитом должна оснащаться устройством непрерывного контроля за исправностью цепей постоянного тока.

7.30 Запорные устройства на подводе газа к каждой горелке должны предусматривать возможность их закрытия вручную с площадки обслуживания и дистанционно - со щита управления котельной.

7.31 Газопроводы котельной должны иметь систему продувочных газопроводов с запорными устройствами и систему для отбора проб.

Продувочные трубопроводы котлоагрегата должны предусматриваться в конце каждого тупикового участка газопровода или перед запорным устройством последней по ходу газа горелки (при отсутствии тупиковых участков на газопроводе - до первого запорного устройства горелки при его длине более 3 м).

Диаметр продувочного трубопровода определяется условием обеспечения пятнадцатикратного обмена продувочного участка газопровода в 1 ч, при этом он должен быть диаметром не менее 20 мм.

7.32 Объединение продувочных трубопроводов с трубопроводами безопасности, а также продувочных трубопроводов с разным давлением газа не допускается.

Каждый котлоагрегат должен иметь самостоятельную систему продувочных трубопроводов и трубопроводов безопасности.

7.33 Котельные установки должны быть оборудованы системой измерений параметров, обеспечивающих безопасное проведение технологического процесса сжигания газа и условия взрывобезопасности.

На газифицированных котельных установках должно быть измерение следующих параметров:

- давление газа в газопроводе котла перед и после регулирующего клапана;
- перепад давления между воздухом в шатре и дымовыми газами топки для котлов, работающих под наддувом;
- давление воздуха в общем коробе или воздуховодах по сторонам котла (кроме котлов, работающих под наддувом) и дымовых газов в верхней части топки для котлов, работающих под

наддувом;

- разряжение или давление дымовых газов вверху топки;
- давление воздуха в шатре.

7.34 Газифицированные котельные установки должны иметь следующие технологические защиты:

а) действующими на остановку котла с отключением подачи газа на котел:

- при погасании пламени в топке;
- при отключении всех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой) ;
- при отключении всех дутьевых вентиляторов;
- при понижении давления газа - после регулирующего клапана ниже заданного значения;

б) действующими на отключение подачи газа на горелку, оснащенную ПЗК и ЗЗУ при невоспламенении или погасании факела этой горелки;

в) действующими на отключение подачи газа на котел:

- при невоспламенении или погасании факела растопочной горелки в процессе розжига котла;
- при понижении давления газа после регулирующего клапана ниже заданного значения (при сжигании газа как вспомогательного топлива одновременно с другими видами топлива);

г) действующими на снижение нагрузки котла до 50 % при отключении:

- одного из двух дымососов;
- одного из двух дутьевых вентиляторов;
- одного из двух регенеративных воздухоподогревателей;
- при срабатывании сигнализаторов загазованности.

7.35 Газифицированные котельные установки должны быть оснащена блокировками, запрещающими:

- открытие ЗУ на газопроводе - вводе к котельной установке при открытом положении хотя бы одного ЗУ на газопроводах перед каждой горелкой;
- включение ЗЗУ и подачу газа к горелкам без предварительной вентиляции топки котла в течении не менее 10 минут;
- розжиг горелок, не оснащенных ПЗК, пока все растопочные горелки не будут включены в работу;
- подачу газа в горелку в случае закрытия воздушного шибер (клапана) перед горелкой или отключения вентилятора, работающего на эту горелку;
- подачу газа в растопочную горелку и горелку, оснащенную ПЗК, при отсутствии растопочного факела на ее ЗЗУ;
- подачу газа в горелку, не оснащенную ПЗК, при отсутствии растопочного факела на ее ЗУ;
- открытие (закрытие) ЗУ трубопровода безопасности при открытом (закрытом) положении обоих ЗУ перед горелкой;
- подачу газа на ЗУ растопочных горелок и на растопочные горелки при утечке газа в топку через отключающие устройства любой из горелок.

7.36 На котельных установках должна предусматриваться сигнализация, оповещающая:

- о понижении давления газа после регулирующего клапана котла относительно заданного значения;
- о повышении давления газа после регулирующего клапана котла относительно заданного значения;
- о снижении давления воздуха в общем коробе или воздухопроводах относительно заданного значения (кроме котлов, работающих под наддувом);
- о наличии растопочного факела ЗУ;
- о погасании факела в топке котла;
- о срабатывании защит, предусмотренных в 7.34.

7.37 Помещения, в которых установлены агрегаты, использующие природный газ, а также ГРУ должны быть оснащены сигнализаторами на загазованность этих помещений.

7.38 Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования в системах газоснабжения тепловых электростанций допускается предусматривать согласно приложению К.

7.39 В котельных ТЭС, переводимых на газовое топливо, предусматриваются первичные средства пожаротушения при площади помещения до 1800 м²: огнетушители пенные 10 л - 2 шт., порошковые ОП-5Б 4 шт., ДП-9Б - 3 шт, а также покрывало пожарное 2 x 1,5 м - 4 шт., ящик с песком 0,5 м - 4 шт., совковые лопаты.

8. Газонаполнительные станции, газонаполнительные пункты, промежуточные склады баллонов, автомобильные газозаправочные станции, автомобильные газозаправочные пункты

Общие указания

8.1 В настоящем разделе установлены требования к проектированию газонаполнительных станций (далее - ГНС), пунктов (далее - ГНП), промежуточных складов баллонов (далее - ПСБ), стационарных автомобильных газозаправочных станций (далее - АГЗС) и пунктов (далее - АГЗП), предназначенных для снабжения сжиженными углеводородными газами потребителей, использующих эти газы в качестве топлива.

8.2 При проектировании установок (станций) регазификации СУГ руководствуются требованиями, относящимися к ГНС такой же общей вместимости резервуаров для хранения газа.

8.3 Нормы настоящего раздела не распространяются на проектирование сооружений и установок, в составе которых предусматриваются изотермические и неметаллические резервуары, подземные хранилища, а также на проектирование складов, предназначенных для хранения СУГ, используемых в качестве сырья на предприятиях химической, газовой, нефтехимической и других отраслей промышленности. Нормы проектирования указанных предприятий не распространяются на проектирование ГНС, ГНП, ПСБ, АГЗС и АГЗП СУГ.

8.4 При проектировании ГНС, ГНП, ПСБ, АГЗС и АГЗП, строительство которых будет осуществляться в районах со сложными инженерно-геологическими условиями, дополнительно учитываются требования, предусмотренные разделами 10 и 11.

Газонаполнительные станции

8.5 ГНС предназначаются для приема СУГ, поступающих железнодорожным, водным, автомобильным и трубопроводным транспортом, хранения и поставки СУГ потребителям в автоцистернах и баллонах, ремонта, технического освидетельствования и окраски баллонов.

Требования, предъявляемые к проектированию кустовых баз сжиженных газов, аналогичны требованиям к проектированию ГНС, изложенным в настоящих Нормах.

8.6 ГНС располагаются вне селитебной территории населенных пунктов, как правило, с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилым районам.

8.7 Выбор площадки для строительства ГНС необходимо предусматривать с учетом приведенных в 8.12 расстояний до окружающих ГНС зданий и сооружений, а также наличия в районе строительства железных и автомобильных дорог.

8.8 Площадки для строительства ГНС предусматриваются с учетом обеспечения снаружи ограждения газонаполнительной станции противопожарной полосы шириной 10 м и минимальных расстояний до лесных массивов: хвойных пород - 50 м, лиственных пород - 20 м.

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

Основные здания и сооружения

8.10 Территория ГНС подразделяется на производственную и вспомогательную зоны, в пределах которых в зависимости от технологического процесса, транспортирования, хранения и

поставки потребителям газа следует размещать следующие основные здания (помещения) и сооружения:

а) в производственной зоне:

- железнодорожный путь с эстакадой и сливными устройствами для слива СУГ из железнодорожных цистерн в резервуары базы хранения;
- база хранения с резервуарами для СУГ;
- насосно-компрессорное отделение;
- испарительное отделение;
- наполнительный цех;
- отделение технического освидетельствования баллонов;
- отделение окраски баллонов;
- колонки для наполнения автоцистерн СУГ, колонки для слива газов из автоцистерн при доставке газа на ГНС автомобильным транспортом и колонки для заправки принадлежащих предприятиям газового хозяйства газобаллонных автомобилей;
- теплообменные установки для подогрева газа (при необходимости);
- резервуары для слива из баллонов неиспарившегося газа и газа из переполненных и неисправных баллонов;
- прирельсовый склад баллонов (при необходимости);

б) во вспомогательной зоне:

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

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

- воздушную компрессорную;
- автовесы.

В насосно-компрессорном отделении и у наружных испарительных установок допускается предусматривать газорегуляторную установку для собственных нужд ГНС.

В каждом здании производственной зоны следует предусматривать санузел и гардеробные.

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

В производственной зоне допускается предусматривать железнодорожные весы.

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

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

Размещение зданий и сооружений

8.12 Минимальные расстояния от резервуаров для хранения СУГ, размещаемых на ГНС, до зданий и сооружений, не относящихся к ГНС, принимаются по таблице 10, до дорог - по таблице 11.

8.13 Минимальные расстояния от надземных резервуаров ГНС до мест, где одновременно

может находиться более 800 человек (стадионов, рынков, парков и т.п.), а также до территории школ и детских учреждений независимо от числа мест в них следует увеличивать в 2 раза по сравнению с указанными в таблице 11.

8.14 Расстояния до базы хранения с резервуарами различной вместимости принимаются по резервуару с наибольшей вместимостью.

Таблица 10

Общая вместимость* ¹ резервуаров, м ³	Максимальная вместимость одного резервуара, м ³	Расстояния от резервуаров до зданий (жилых, общественных, промышленных и др.) и сооружений, не относящихся к ГНС (в т.ч. АЭС), м	
		надземных	подземных
Более 50 до 200	25	80	40
Тоже	50	150	75
- » -	100	200	100
Более 200 до 500	50	150	75
Тоже	100	200	100
- » -	Более 100, но не более 200	300	150
Более 500 до 2000	100	200	100
То же	Более 100, но не более 200	300	150
Более 2000 до 8000 включительно	Тоже	300	150

*) Внутренний объем

Таблица 11

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

8.15 Расстояния от железнодорожной сливной эстакады ГНС принимаются не менее:

- до зданий и сооружений, не относящихся к ГНС, - по таблицам 10 и 11 как до надземных резервуаров с общей вместимостью, равной вместимости железнодорожных цистерн, которые могут одновременно находиться под сливом на территории ГНС;
- до зданий и сооружений на территории ГНС - по таблице 14;
- до надземных резервуаров базы хранения ГНС - не менее 20 м, до подземных резервуаров - 15

м.

8.16 Расстояния от ГНС общей вместимостью резервуаров более 100 м³ до предприятий с легковоспламеняющимися материалами (нефтебазы, АЭС, нефтеперерабатывающие заводы, ацетиленовые станции, склады кинопленок и т.п.) принимаются по нормам для этих предприятий, но не менее расстояний, указанных в таблице 10.

8.17 Минимальные расстояния от резервуаров ГНС, размещаемых на территории промышленных предприятий, до зданий и сооружений этих предприятий принимаются по таблицам 12 и 13.

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

Таблица 12

Общая вместимость резервуаров ГНС, размещаемой на территории промышленного предприятия, м ³	Максимальная вместимость одного резервуара, м ³	Расстояния от резервуаров до зданий и сооружений предприятия, м	
		надземных	подземных
До 50	10	30	15
Более 50 до 100	25	50	25
Более 100 до 200	50	70	35
Более 200 до 300	50	90	45
Более 300 до 500	50	ПО	55
Более 500 до 2000	100	200	100
Более 2000 до 8000 включительно	Более 100, но не более 200	300	150

Таблица 13

Дороги промышленного предприятия	Общая вместимость резервуаров ГНС, размещаемой на территории предприятия, м ³	Расстояния от резервуаров, м	
		надземных	подземных
Железнодорожные пути (до оси пути) и автомобильные дороги (до края проезжей части)	До 100	20	10
	Более 100	30	15

8.18 Расстояния от резервуаров СУГ общей вместимостью 500 м³ и меньше для ГНС, размещаемых на территории промышленных предприятий, до зданий, агрегатов и установок категории Г, относящихся к предприятию, принимаются на 30 % более указанных в таблице 12.

8.19 Расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории ГНС, принимаются не менее значений, указанных в таблице 14.

Расстояния от зданий и сооружений, размещаемых на территории ГНС, до зданий подстанций и помещений электrorаспределительных устройств принимаются в соответствии с требованиями раздел 7 ПУЭ, а до электrorаспределительных устройств, размещенных непосредственно в производственных невзрывоопасных помещениях, - по таблице 14.

Таблица 14

Здания и сооружения ГНС	Расстояния между зданиями и сооружениями ГНС, м									
	Порядковые номера зданий и сооружений, приведенные в графе «Здания и сооружения ГНС»									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Надземные резервуары базы хранения и железнодорожная сливная эстакада	-	10	15	30	40	15	30	10	10	40

2. Подземные резервуары базы хранения	10	-	10	20	30	10	20	10	5	40
3. Помещения категории А и погрузочно-разгрузочные площадки для баллонов	15	10		15	40	15	30	5	10	40
4. Колонки для налива СУГ в автоцистерны и заправочные колонки	30	20	15	-	30	15	15	10	10	15
5. Котельная, ремонтная мастерская, здание для технического обслуживания автомобилей, складские здания	40	30	40	30	-	По табл. 21	*)	*)	*)	**)
6. Прирельсовый склад баллонов	15	10	15	15	По табл. 21	-	По табл. 21	5	*)	40
7. Вспомогательные здания без применения открытого огня	30	20	30	15	*)	По табл. 21	-	*)	*)	**)
8. Автомобильные дороги, кроме местных подъездов (до края проезжей части)	10	10	5	10	*)	5	*)	"	1,5	*)
9. Ограждение территории	10	5	10	10	*)	*)	*)	1,5	-	*)
10. Резервуары для пожаротушения (до водозаборных колонок)	40	40	40	15	**)	40	**)	*)	*)	-
* Расстояния принимаются по СНиП ПМР 30-04-02.										
**) Расстояния принимаются по СНиП ПМР 40-02-02.										

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

Планировка территории, дороги, требования к зданиям и сооружениям

8.21 Территория ГНС должна быть ограждена проветриваемой оградой из негорючих материалов в соответствии с указаниями СП ПМР 31-101-02.

8.22 Производственную и вспомогательную зоны и участок размещения автохозяйства следует, разделяют сетчатой оградой облегченного типа из негорючих материалов или посадкой кустарника высотой не более 1 м.

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

8.24 Планировка площадок ГНС и проектирование подъездных и внутривозрадных автомобильных дорог выполняются в соответствии с требованиями СНиП ПМР 30-04-02, СНиП ПМР 32-01-2010, СНиП ПМР 32-07-02, СНиП ПМР 32-03-02 и настоящих Норм.

8.25 Участок железной дороги от места примыкания, включая территорию ГНС, относят к подъездной дороге V категории; подъездную автодорогу ГНС – к IV категории.

8.26 Железнодорожные пути ГНС в местах слива газа предусматриваются в виде горизонтальных или с уклоном не круче 2,5‰ участков.

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

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

Для ГНС с резервуарами вместимостью более 500 м³ предусматривается два рассредоточенных выезда: основной и запасной для аварийной эвакуации автотранспорта.

Присоединение запасного выезда к подъездной автодороге необходимо предусматривать на расстоянии не менее 40 м от основного выезда.

Автомобильные дороги для противопожарных проездов должны проектироваться на две полосы движения.

Ширина автомобильных дорог на территории ГНС на две полосы движения принимается 6 м, а для одной полосы движения - 4,5 м.

Перед въездом на территорию ГНС необходимо предусматривать площадку для разворота и стоянки автомашин.

8.28 Между колонками для наполнения автоцистерн и заправки газобаллонных автомобилей предусматривается сквозной проезд шириной не менее 6 м.

Для колонок предусматривается защита от наезда автомобилей.

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

8.30 Транспортные сооружения на внутриплощадочных дорогах ГНС предусматриваются из негорючих материалов.

8.31 При проектировании зданий и сооружений ГНС следует выполнять кроме требований настоящего раздела дополнительные требования, предусмотренные СНиП ПМР 31-09-02, СНиП ПМР 31-06-02, СНиП ПМР 31-08-02, СНиП ПМР 21-01-03 и СНиП ПМР 21-02-02.

8.32 Насосно-компрессорное отделение размещают, как правило, в отдельно стоящем здании, в котором допускается предусматривать также размещение испарительной (теплообменной) установки.

8.33 В здании наполнительного цеха предусматриваются:

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

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

8.34 Для отделения технического освидетельствования баллонов предусматривают погрузочно-разгрузочную площадку для баллонов, поступающих на техническое освидетельствование.

Отделение окраски баллонов предусматривают, как правило, с блокированным отделением технического освидетельствования баллонов.

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

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

8.36 Производственные здания, установки и сооружения ГНС в отношении взрывоопасности при применении электрооборудования следует относить к зонам:

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

к классу В – I г - резервуары, сливные эстакады, колонки для слива и налива сжиженных газов, колонки для заправки газобаллонных автомобилей, площадки для открытой стоянки автоцистерн, погрузочно-разгрузочные площадки, а также испарительные (теплообменные) установки, размещенные на открытых площадках. Размер зоны класса В-1г для открытых пространств определяются в соответствии с ПУЭ.

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

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

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

Полы предусматриваются с покрытиями из негорючих и безискровых материалов.

Сливные устройства

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

Для обслуживания сливных устройств предусматриваются эстакады из негорючих материалов с площадками для их присоединения к цистернам. В конце эстакады предусматриваются лестницы шириной не менее 0,7 м уклоном не более 45 °. Лестницы, площадки и эстакады должны иметь перила высотой 1 м со сплошной обшивкой понизу высотой не менее 0,09 м.

8.39 На трубопроводах для слива газа из железнодорожных цистерн в непосредственной близости от места соединения стационарных трубопроводов ГНС со сливными устройствами транспортных средств предусматриваются:

- на трубопроводах жидкой фазы - обратный клапан;
- на трубопроводах паровой фазы - скоростной клапан;
- до отключающего устройства - штуцер с отключающим устройством для удаления остатков газа в систему трубопроводов или продувочную свечу.

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

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

Резервуары для СУГ

8.41 Резервуары, предназначенные для приема и хранения СУГ на ГНС, должны соответствовать требованиям раздела 11.

Обвязку резервуаров допускается предусматривать с учетом возможности отдельного приема и хранения газа, различных марок предусмотренных ГОСТ 20448-90 (по требованию заказчика).

8.42 Вместимость базы хранения определяется в зависимости от суточной производительности ГНС, степени заполнения резервуаров и количества резервируемого газа для хранения на газонаполнительной станции. Количество резервируемого газа для хранения определяется в зависимости от расчетного времени работы ГНС без поступления газа t , сут, определяемого по формуле:

$$t = \frac{L}{V} + t_1 + t_2, \quad (10)$$

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

V - нормативная суточная скорость доставки грузов МПС повагонной отправки, км/сут (допускается до 330 км/сут);

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

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

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

8.43 При расположении ГНС в непосредственной близости от предприятия, вырабатывающего сжиженные газы, транспортирование которых на ГНС осуществляется в автоцистернах или по трубопроводам, а также для АГЗС с получением сжиженных газов с ГНС допускается сокращать t_2 до 2 сут.

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

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

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

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

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

Патрубки подключения технологических трубопроводов у подземных резервуаров должны быть удлинены на 0,2 м больше чем для надземных резервуаров.

Размещение резервуаров в помещениях не допускается.

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

8.45 Резервуары должны устанавливаться с уклоном 2-3 ‰ в сторону сливного патрубка.

8.46 Надземные резервуары устанавливаются на опоры из негорючих материалов (с пределом огнестойкости не менее 2 ч) с устройством стационарных металлических площадок с лестницами.

Площадки должны предусматриваться с двух сторон от арматуры, приборов и люков. К штуцеру для вентиляции следует предусматривать площадку с одной стороны.

Площадки и лестницы выполняются в соответствии с требованиями, предусмотренными п. 8.38.

При устройстве одной площадки для нескольких резервуаров лестницы предусматриваются в концах площадки. При длине площадки более 60 м в средней ее части предусматривается дополнительная лестница. Лестницы должны выводиться за обвалование.

8.47 Надземные резервуары должны быть защищены от нагрева солнечными лучами (например, окраска резервуаров в белый или серебристый цвет, водяное охлаждение в соответствии с указаниями 8.106).

8.48 Надземные и подземные резервуары располагают группами, как правило, в районе пониженных планировочных отметок площадки ГНС. Максимальную общую вместимость надземных резервуаров в группе следует принимать в соответствии с таблицей 15.

Минимальные расстояния в свету между группами резервуаров принимаются по таблице 16.

Таблица 15

Общая вместимость резервуаров ГНС, м ³	Общая вместимость резервуаров в группе, м ³
До 2000	1000
Более 2000 до 8000	2000

Таблица 16

Общая вместимость резервуаров в группе, м ³	Расстояния в свету между внешними образующими крайних резервуаров групп, расположенных надземно, м
До 200	5
Более 200 до 700	10
Более 700 до 2000	20

8.49 Внутри группы расстояния в свету между надземными резервуарами должны быть не менее диаметра наибольшего из рядом стоящих резервуаров, а при диаметре резервуаров до 2 м - не менее 2 м.

Расстояние между рядами надземных резервуаров, размещаемых в два и более рядов, принимается равным длине наибольшего резервуара, но не менее 10м.

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

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

8.51 Для подземного размещения допускается предусматривать только цилиндрические резервуары.

Расстояния в свету между отдельными подземными резервуарами должны быть равны половине диаметра большего смежного резервуара, но не менее 1 м.

8.52 Подземные и надземные, засыпаемые грунтом, резервуары должны устанавливаться на фундаменты.

Фундаменты под резервуары предусматриваются из негорючих материалов (камня, бетона, железобетона и др.).

Засыпка резервуаров предусматривается песчаным грунтом, не имеющем в своем составе органических примесей.

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

8.54 Резервуары СУГ следует защищать от коррозии согласно 4.121.

Технологическое оборудование

8.55 Для перемещения жидкой и паровой фаз СУГ по трубопроводам ГНС предусматриваются насосы, компрессоры или испарительные (теплообменные) установки.

Допускается использовать энергию природного газа для слива и налива СУГ, давление насыщенных паров которых при температуре 45 °С не превышает 1,2 МПа. При этом парциальное давление природного газа в опорожняемых резервуарах должно быть не более 0,2 МПа. При большем парциальном давлении, но не более 0,5 МПа необходимо предусматривать контроль компонентного состава СУГ. При этом содержание этано-этиленовых фракций в природном газе должно быть не более 5 %, а содержание метана K , % (моль), в сжиженных газах не должно быть более величины, определяемой по формуле:

$$K = 0,05 \cdot K_2 + 0,35, \quad (11)$$

где K_2 - концентрация бутановых фракций в СУГ, % (моль).

8.56 Компрессоры и насосы размещаются в отапливаемых помещениях.

Допускается размещать компрессоры и насосы на открытых площадках под навесами (с частичным ограждением боковых сторон) из негорючих материалов в зависимости от климатических условий и проектных решений, которые позволяют обеспечивать нормальную работу оборудования, автоматики, КИП и обслуживающего персонала.

Пол помещения, где размещаются компрессоры и насосы, должен быть не менее чем на 0,20 м выше планировочных отметок прилегающей территории.

8.57 Насосы и компрессоры устанавливаются на фундаментах, не связанных с фундаментами другого оборудования и стенами здания.

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

- ширину основного прохода по фронту обслуживания.....1,5;
- расстояние между выступающими частями насосов0,8;
- расстояние между выступающими частями компрессоров..... 1,5;
- расстояние между выступающими частями насосов и компрессоров.....1,0;
- расстояние от выступающих частей насосов и компрессоров до стен помещений... ..1,0.

8.58 На всасывающих трубопроводах насосов и компрессоров предусматриваются запорные устройства, на напорных трубопроводах - запорные устройства и обратные клапаны.

Перед насосами предусматриваются фильтры с продувочными трубопроводами, за насосами на напорных трубопроводах - продувочные трубопроводы, которые допускается объединять с продувочными трубопроводами от фильтров. На напорном коллекторе насосов предусматривается перепускное устройство, соединенное с всасывающей линией насоса. На перепускном устройстве не допускается предусматривать запорную арматуру.

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

8.59 Соединение электродвигателей с насосами и компрессорами предусматриваются муфтовыми с диэлектрическими прокладками и шайбами.

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

8.60 Оборудование наполнительного отделения принимают, как правило, из условия обеспечения механизированного комплексного выполнения операций по сливу, наполнению, контролю герметичности и контролю наполнения баллонов газом.

8.61 Контроль степени наполнения баллонов предусматривается независимо от способа их наполнения путем взвешивания или другим методом, обеспечивающим оптимальную точность определения степени наполнения всех баллонов (100 %).

8.62 Для слива газа из переполненных баллонов и неиспарившегося газа предусматриваются резервуары, размещаемые:

- в пределах базы хранения - при общей вместимости резервуаров свыше 10 м³;
- на расстоянии не менее 3 м от здания наполнительного цеха (на непроезжей территории) - при общей вместимости резервуаров до 10 м³.

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

8.64 Для обеспечения предотвращения выхода газа в атмосферу при нарушении герметичности наполнительных и заправочных устройств, следует предусматривать в наполнительных колонках, на трубах паровой и жидкой фаз газа, скоростные и обратные клапаны.

Допускается не предусматривать указанные клапаны при бесшланговом способе налива (слива) газа при условии обоснования надежности принятой конструкции и согласования с эксплуатирующей организацией.

8.65 Для контроля степени заполнения автоцистерн следует предусматривать автовесы.

8.66 На трубопроводах жидкой и паровой фаз к колонкам предусматривают отключающие устройства на расстоянии не ближе 10 м от колонок.

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

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

8.69 Испарительные установки производительностью до 200 кг/ч допускается размещать в насосно-компрессорном отделении или непосредственно на крышках горловин (на штуцерах) подземных и надземных резервуаров, групповых установок, а также в пределах базы хранения на расстоянии не менее 2 м от резервуаров.

8.70 Расстояние между испарителями принимают не менее диаметра испарителя, но во всех случаях - не менее 1 м.

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

Газопроводы и арматура

8.72 Газопроводы ГНС проектируют для одной марки газа. По требованию заказчика допускается проектировать газопроводы для раздельного приема, хранения и выдачи различных марок СУГ.

8.73 На вводах технологических газопроводов в насосно-компрессорное отделение следует предусматривать вне здания, на расстоянии не менее 5 м и не далее 30 м, отключающие устройства с электроприводами, а на выходящих газопроводах - с ручным управлением.

8.74 На газопроводах перед сливной железнодорожной эстакадой и перед наливными колонками в автоцистерны необходимо предусматривать запорные устройства с электроприводами на расстоянии не более 30 м в удобных местах.

8.75 При подаче СУГ на ГНС по трубопроводу, на нем должно быть установлено отключающее устройство с электроприводом вне территории ГНС в пределах противопожарной полосы, но не ближе 30 м от резервуаров базы хранения.

8.76 Газопроводы жидкой и паровой фазы с рабочим давлением до 1,6 МПа предусматривают из стальных труб, соответствующих требованиям раздела 11.

Для присоединения сливных, наливных и заправочных устройств ГНС следует предусматривать резиновые рукава, указанные в разделе 11, материал которых должен обеспечивать стойкость рукавов к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре, а также могут применяться металлорукава и газопроводы с шарнирными соединениями.

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

Допускается прокладка газопроводов по наружным стенам (кроме стен из панелей с металлическими обшивками и полимерным утеплителем) основных производственных зданий ГНС на расстоянии 0,5 м выше или ниже оконных и на 0,5 м выше дверных проемов. В этих случаях размещать арматуру, фланцевые и резьбовые соединения над и под проемами не допускается.

При проходе газопроводов через наружные стены следует выполнять требования 4.25.

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

8.79 Гидравлический расчет трубопроводов сжиженных газов производят в соответствии с приложением Е.

8.80 На участках надземных газопроводов жидкой фазы, ограниченных запорными устройствами, для защиты трубопроводов от повышения давления при нагреве солнечными лучами, параллельно запорному устройству следует предусматривать байпасную линию с

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

8.81 Для подземных и надземных резервуаров СУГ следует предусматривать предохранительную арматуру в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

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

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

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

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

8.84 Регулирующую, предохранительную и запорную арматуру подземных резервуаров устанавливают над засыпной частью и предусматривают защиту ее от повреждений.

Автоматизация производственных процессов и КИП

8.85 При проектировании автоматизации производственных процессов и КИП зданий и сооружений ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС следует руководствоваться требованиями СНиП ПМР 32-07-02, СНиП ПМР 40-01-02, СНиП ПМР 41-01-02, СНиП ПМР 41-02-02, ПУЭ и настоящего подраздела.

8.86 Комплекс средств автоматизации должен обеспечивать надежную и безопасную работу производственных отделений в соответствии с технологической схемой и предусматривать:

- автоматическое управление и защиту;
- контроль состояния основного и вспомогательного оборудования;
- сигнализацию о возникновении аварийных ситуаций.

8.87 Приборы и средства автоматизации, применяемые для взрывоопасных помещений и наружных установок, должны быть во взрывозащищенном исполнении, соответствующем категории и группе взрывоопасной смеси, образующейся в данной зоне.

8.88 Компрессоры и насосы должны быть оборудованы автоматикой, отключающей электродвигатели в случаях, предусмотренных в технических паспортах на них, а также в случае:

- загазованности помещения в соответствии с 8.121;
- повышения давления на нагнетательных линиях насоса или компрессора свыше 1,6 МПа;
 - достижения максимального уровня в заполняемых резервуарах;
 - повышения уровня в конденсатосборнике перед компрессорами;
 - отключения вентиляции в соответствии с 8.123.
- возникновения пожара в соответствии с 8.160.

8.89 Кнопки пуска и остановки насосов и компрессоров устанавливаются у агрегатов и на пульте управления машиниста насосно-компрессорного отделения, который должен быть размещен в удобном месте для обзора всего помещения и защищенном от шума машин.

8.90 Испарители (теплообменники) следует оборудовать КИП, а также автоматикой, обеспечивающей отключение испарителя при понижении температуры теплоносителя на выходе из испарителя ниже 40 °С, при достижении уровня жидкой фазы 85 % в испарителе, а также при максимальном уровне газа в заполняемом резервуаре в случае заполнения резервуаров с помощью

испарителей (теплообменников).

При повышении давления паровой фазы выше 1,6 МПа должна автоматически отключаться подача теплоносителя.

8.91 В помещениях насосно-компрессорной, наполнения и слива, дегазации баллонов, окрасочном, складов баллонов СУГ, а также в других помещениях, относящихся по взрывопожарноопасности к категории А, предусматривается установка сигнализаторов опасной концентрации газа в воздухе помещения.

При достижении концентрации газа в воздухе помещений равной 10 % НКПВ на щит оператора (диспетчера) должен подаваться предупредительный сигнал.

Во взрывоопасных зонах наружных технологических установок класса В-1г (сливные эстакады, наполнительные колонки) должны устанавливаться сигнализаторы довзрывоопасных концентраций. Один датчик сигнализатора устанавливается на две цистерны на нулевой отметке вдоль каждого фронта слива.

При двухстороннем фронте слива датчики должны располагаться в шахматном порядке.

Сигналы о срабатывании сигнализатора довзрывоопасных концентраций должны подаваться:

- в операторную (диспетчерскую) - световой и звуковой;
- на открытую площадку - только звуковой.

8.92 Для подземных и надземных резервуаров СУГ предусматриваются КИП в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

КИП подземных резервуаров устанавливаются над засыпной частью и предусматривается защита их от повреждений.

8.93 Общий контроль за ведением технологических процессов на ГНС и ГНП осуществляет диспетчер из диспетчерского пункта.

Объем информации, подаваемый на щит диспетчера с производственных участков, должен содержать:

- сигналы о работе технологических насосов и компрессоров, о работе приточно-вытяжной вентиляции, о загазованности взрывоопасных зон, о пожаре;
- показания уровнемеров на резервуарах базы хранения. Диспетчер должен иметь аппаратуру управления, позволяющую:
- отключать электропитание в насосно-компрессорном отделении и наполнительном цехе (при аварии, пожаре);
- включать на закрытие электроприводы задвижек на газопроводах;
- включать электродвигатели пожарных насосов.

Связь, пожарная и охранная сигнализации

8.94 ГНС, ГНП, АГЗС и ПСБ должны оснащаться средствами технологической связи, установками автоматической пожарной и охранной сигнализации.

8.95 На ГНС, ГНП, АГЗС и ПСБ предусматриваются:

- внутрипроизводственная автоматическая телефонная связь;
- оперативное диспетчерское оповещение через громкоговоритель на территории;
- внешняя телефонная связь;
- радиофикация.

На ГНС допускается предусматривать переговорное устройство, обеспечивающее двухсторонние переговоры между сливщиком, машинистом насосно-компрессорного отделения, оператором базы хранения и диспетчером ГНС.

8.96 ГНС и ГНП должны иметь прямую телефонную (радиотелефонную) связь с ближайшей пожарной частью и диспетчером железнодорожной станции (в случае подачи газа железнодорожным транспортом).

Для АГЗС и ПСБ, в зависимости от местных условий, допускается предусматривать связь с ближайшей пожарной частью через АТС населенного пункта (или ведомства).

8.97 Выбор технических средств связи и места их установки выполняется с учетом взрывоопасных зон, определенных согласно ПУЭ.

8.98 Установками автоматической пожарной сигнализации (далее - АПС) должны быть оборудованы следующие помещения технологического комплекса:

- насосно-компрессорного отделения, отделения наполнения и слива, дегазации баллонов, окрасочное, помещение испарительных установок и вытяжных камер для этих помещений;
- административно-бытовые помещения, размещенные на территории, независимо от площади (кроме помещений с мокрыми процессами).

8.99 Проектирование установок АПС выполняют в соответствии с требованиями СНиП ПМР 21-02-02 и с учетом следующего:

- ручные пожарные извещатели должны устанавливаться на сливных эстакадах - через 100 м, но не менее двух (около лестниц для обслуживания эстакад), на базе хранения - по периметру обвалования надземных резервуаров, но не более, чем через 100 м;
- для помещений, относящихся по взрывопожарной опасности к категории А - с наружной стороны помещений около входов.

8.100 Помещения, в которых хранятся секретные документы, ценные бумаги, деньги, валюта, множительная техника, электронно-вычислительные машины и т.д. должны оснащаться объектовой охранной сигнализацией. По требованию заказчика объектовой охранной сигнализацией могут быть оборудованы и другие помещения.

8.101 Приемно-контрольные приборы устанавливаются в помещениях, где находится персонал, ведущий круглосуточное дежурство (диспетчерская, проходная или пожедепо - при его наличии).

8.102 ГНС и ГНП оборудуются отдельными автоматическими установками пожарной и охранной сигнализации.

Водоснабжение, канализация, отопление и вентиляция

8.103 При проектировании водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции ГНС следует выполнять требования СНиП ПМР 40-01-02, СНиП ПМР 40-02-02, СНиП ПМР 41-01-02, СНиП ПМР 41-02-02, СНиП ПМР 21-01-03 и настоящего раздела.

Противопожарное водоснабжение

8.104 На ГНС, ГНП и АГЗС с надземными резервуарами СУГ общей вместимостью до 200 м или подземными до 1000 м, противопожарное водоснабжение предусматривают от резервуаров для воды (или водоемов), имеющих запас из расчета расхода - 15 л/с с организацией

забора воды мотопомпой или пожарной машиной. В этом случае может быть предусмотрен пожарный пост с мотопомпой в теплом помещении, набором рукавов, порошковых и углекислотных огнетушителей.

При этом сливная железнодорожная эстакада должна быть запроектирована на одновременный прием не более 4-х железнодорожных цистерн общим объемом 200 м³.

На ГНС или ГНП с надземными резервуарами СУГ общим объемом свыше 200 м³ и подземными свыше 1000 м³ следует предусматривать систему противопожарного водоснабжения, включающую резервуары с противопожарным запасом воды, насосную станцию и кольцевой водопровод высокого давления с гидрантами с применением ручных установок водяного пожаротушения.

8.105 Расход воды на наружное пожаротушение ГНС принимают по таблице 17. Для противопожарной защиты объектов ГНС могут быть также использованы установки пенного, газового и порошкового пожаротушения.

Таблица 17

Общая вместимость резервуаров сжиженного газа в резервуарном парке, м ³	Расход воды, литров в секунду, с резервуарами сжиженного газа	
	надземными	подземными
До 200 включительно	15	15
До 1000 включительно	20	15
До 2000 включительно	40	20
Более 2000, но не более 8000	80	40

8.106 На ГНС с надземными резервуарами хранения СУГ при общей вместимости резервуаров хранения СУГ более 200 м³ для предотвращения повышения давления газа от нагрева солнечными лучами предусматривают стационарную автоматическую систему водяного охлаждения резервуаров, которая должна обеспечивать интенсивность орошения в течение 75 мин. всех боковых и торцевых поверхностей 0,1 л/(с-м) и 0,5 л/(с-м) для торцевых стенок, имеющих арматуру.

Расход воды принимают из расчета одновременного орошения трех резервуаров при однорядном расположении резервуаров в группе и шести резервуаров при двухрядном расположении в одной группе и учитывать дополнительно к расходу воды, указанному в таблице 17.

При определении общего расхода воды на наружное пожаротушение и орошение резервуаров учитывают расход воды на охлаждение резервуаров из гидрантов в количестве 25 % расхода, указанного в таблице 17.

8.107 В помещения класса В-1а зданий, относящихся по взрывопожарной опасности к категории А и у наружных взрывоопасных установок необходимо предусматривать первичные средства пожаротушения согласно приложению Н.

8.108 АГЗП должны быть обеспечены надежной телефонной или мобильной радиосвязью с ближайшей пожарной частью.

8.109 Противопожарную насосную станцию на ГНС с надземными резервуарами по надежности действия относят к I категории.

При электроснабжении ГНС от одного источника питания необходимо предусматривать установку резервных противопожарных насосов с электроснабжением от дизель-генераторов.

8.110 На ГНС с резервуарным парком надземных резервуаров общим объемом более 2000 м³ следует предусматривать пожарный пост (с пожарной машиной) по согласованию с местными органами госпожнадзора.

8.111 На водопроводных колодцах, располагаемых в зоне радиусом 50 м от зданий, относящихся по взрывопожарной опасности к категориям А и Б, а также наружных установок и сооружений ГНС с взрывоопасными зонами класса В-1г, предусматривают по две крышки, пространство

между крышками должно быть засыпано песком слоем не менее 0,15 м, или уплотнено другим материалом, исключающим проникновение газа в колодцы в случае его утечки.

8.112 На ГНС необходимо предусматривать производственную и бытовую канализацию.

8.113 При проектировании канализации ГНС, при возможности, предусматривают совместное отведение бытовых и производственных сточных вод и повторное использование незагрязненных производственных стоков, а также загрязненных производственных стоков после их локальной очистки.

8.114 Отвод сточных вод после пропарки (промывки) резервуаров, автоцистерн и баллонов предусматривают в производственную канализацию через отстойник, конструкция которого должна давать возможность улавливания плавающих загрязнений, аналогичных по составу нефтепродуктам.

Отвод поверхностных вод с обвалованной территории базы хранения предусматривают за счет планировки этой территории с выпуском воды черезждеприемник с гидрозатвором. Воду после гидроиспытаний резервуаров отводят по временным трубопроводам в ливневую канализацию через бензомаслоуловитель.

8.115 На выпусках производственной канализации из помещений, относящихся по взрывопожарной опасности к категориям А и Б предусматривают колодцы с гидрозатворами. Канализационные колодцы, расположенные в зоне радиусом до 50 м от этих зданий, наружных установок и сооружений ГНС с взрывоопасными зонами класса В-1г, необходимо предусматривать с двумя крышками, пространство между крышками должно быть засыпано песком на высоту не менее 0,15 м, или уплотнено другим материалом, исключающим проникновение газа в колодцы в случае его утечки.

8.116 Трубопроводы тепловых сетей на территории ГНС предусматривают, как правило, надземными. Подземная прокладка допускается на отдельных участках при невозможности осуществить надземную прокладку.

8.117 Прокладка трубопроводов систем отопления внутри производственных помещений, относящихся по взрывопожарной опасности к категории А, предусматривается открытой. Запрещается установка временных приборов отопления (электрических, газовых и других) во взрывоопасных помещениях.

8.118 Для закрытых помещений, относящихся по взрывопожарной опасности к категориям А и Б, необходимо предусматривать системы искусственной приточно-вытяжной вентиляции. Для обеспечения расчетного воздухообмена в верхних зонах помещений допускается устройство естественной вентиляции с установкой дефлекторов. В рабочее время допускается предусматривать в этих помещениях естественную или смешанную вентиляцию с установкой отопительных приборов.

Запрещается применение во взрывоопасных помещениях полной или частичной рециркуляции воздуха для целей воздушного отопления.

8.119 Кратность воздухообмена в помещениях насосно-компрессорного, испарительного, наполнительного отделений, отделениях дегазации и окраски баллонов необходимо предусматривать в размере не менее десяти обменов в час в рабочее время и трех обменов в час в нерабочее время.

8.120 Вытяжка из производственных помещений, относящихся по взрывопожарной опасности к категориям А и Б, в которых используются сжиженные газы, предусматривается из нижней и верхней зон помещения, при этом из нижней зоны необходимо забирать не менее 2/3 нормируемого объема удаляемого воздуха с учетом количества воздуха, удаляемого местными отсосами. Проемы систем общеобменной вытяжной вентиляции предусматриваются на уровне 0,3 м от пола.

8.121 Аварийную вентиляцию следует предусматривать в соответствии с требованиями СНиП ПМР 41-01-02. Включение аварийной вентиляции следует предусматривать автоматическое от приборов, сигнализирующих об опасной концентрации газа в воздухе помещений. Удаление воздуха при этом следует предусматривать из нижней зоны помещений. Одновременно с включением аварийной вытяжной вентиляции должно обеспечиваться отключение

электроприводов насосов и компрессоров.

8.122 В соответствии с требованиями ПУЭ допускается блокировать помещения электрощитовой и щитовой КИП со взрывоопасными помещениями ГНС при условии создания в этих помещениях подпора воздуха с давлением не менее 50 Па. Забор воздуха необходимо предусматривать из невзрывоопасных зон.

Примечание. Опасной концентрацией газа в воздухе помещения считается концентрация более 20 % нижнего концентрационного предела воспламеняемости газа.

8.123 Электроприводы насосов, компрессоров и другого оборудования, устанавливаемого в производственных помещениях, относящихся по взрывопожарной опасности к категориям А и Б, следует блокировать с вентиляторами вытяжных систем таким образом, чтобы они не могли работать при отключении вентиляции.

8.124 В неотапливаемых производственных помещениях ГНС, в которых обслуживающий персонал находится менее двух часов, допускается предусматривать естественную вентиляцию через жалюзийные решетки, размещаемых в нижних частях наружных стен.

8.125 От оборудования, в конструкции которого имеются местные отсосы, удаление воздуха предусматривается отдельными вентиляционными системами.

Газонаполнительные пункты

8.126 ГНП предназначаются для приема СУ Г, поступающих автомобильным или железнодорожным транспортом, хранения и отпуска СУГ потребителям в баллонах и автоцистернах.

8.127 Здания, сооружения и устройства ГНП проектируются в соответствии с требованиями, предъявляемыми к аналогичным объектам и устройствам ГНС, с учетом дополнительных указаний настоящего подраздела.

8.128 Вместимость базы хранения на ГНП определяется в соответствии с требованиями 8.42 и 8.43. При этом запас газа принимается из условия обеспечения не менее двухсуточной производительности ГНП.

8.129 ГНП следует располагать, по возможности в пределах территории населенных пунктов, с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилой застройке.

Выбор площадки для строительства ГНП следует производить с учетом обеспечения снаружи ограждения ГНП, свободной от застройки зоны шириной не менее 10 м.

Указанное требование не распространяется на расширяемые и реконструируемые ГНП.

8.130 Территория ГНП подразделяется на производственную и вспомогательные зоны, в которых в зависимости от технологического процесса приема, транспортирования, хранения и отпуска СУГ потребителям необходимо предусматривать следующие основные здания и сооружения:

а) в производственной зоне:

- колонки для слива газа;
- колонки для налива газа в автоцистерны;
- базу хранения с резервуарами для СУГ;
- наполнительный цех с погрузочно-разгрузочной площадкой для размещения наполненных и пустых баллонов;
- насосно-компрессорную и воздушную компрессорную;
- испарительную (теплообменную) установку;
- железнодорожную сливную эстакаду (в случае доставки газа железнодорожным транспортом);
- технологические трубопроводы;
- резервуары для слива из баллонов неиспарившегося газа;
- внутриплощадочные трубопроводы для перемещения паровой и жидкой фазы СУГ в соответствии с технологической схемой ГНП;

б) во вспомогательной зоне:

- производственно-вспомогательное здание с размещением в нем механической мастерской, сантехнической насосной, административно-хозяйственных и других помещений;
- трансформаторную подстанцию;
- котельную (если невозможно подключение к существующим источникам теплоснабжения);
- площадку для открытой стоянки автомобилей;
- резервуары для противопожарного запаса воды;
- складские и другие помещения.

Перечень зданий и сооружений, размещаемых во вспомогательной зоне, уточняется в соответствии с техническими условиями на проектирование.

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

8.131 Минимальные расстояния от резервуаров для хранения СУГ, размещаемых на ГНП, до зданий и сооружений, не относящихся к ГНП, принимаются по таблице 18, до дорог - по таблице 19.

Таблица 18

Общая вместимость резервуаров, м ³	Максимальная вместимость одного резервуара, м ³	Расстояния от резервуаров до зданий (жилых, общественных, производственных и др.), не относящихся к ГНП (в т.ч. АЭС), м	
		надземных	подземных
Более 50 до 100	25	80	40
Тоже	50	100	50
Более 100 до 200	50	150	75

Таблица 19

Дороги, находящиеся вне территории ГНП	Расстояния от резервуаров сжиженных газов при общей вместимости резервуаров на ГНП, м			
	до 100 м ³		более 100 м ³	
	надземны х	подземны х	надземных	подземных
Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки со стороны резервуаров)	50	30	75	50
Подъездные пути железных дорог промышленных предприятий, трамвайные пути (до оси пути), автомобильные дороги (до края проезжей части)	20	15	30	20

Расстояния до базы хранения с резервуарами различной вместимости принимаются по резервуару с наибольшей вместимостью.

8.132 Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории ГНП, принимаются по таблице 14 как для ГНС.

Расстояния до зданий подстанций принимаются в соответствии со сносками, смотри таблицу 14.

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

При размещении на ГНП резервуаров для хранения сжиженного газа общей вместимостью менее 50 м³ указанные расстояния принимаются по таблице 20 как для ПСБ.

Промежуточные склады баллонов

8.133 ПСБ предназначаются для приема, хранения и отпуска потребителям баллонов, наполненных сжиженными газами на ГНС и ГНП.

8.134 В составе ПСБ следует предусматривать помещения для складирования наполненных и пустых баллонов (из расчета размещения 25 % баллонов от числа обслуживаемых установок) и погрузочно-разгрузочные площадки для приема и отпуска баллонов. Для площадок с размещением свыше 400 баллонов необходимо предусматривать механизацию погрузочно-разгрузочных работ.

Допускается хранение не более 10 баллонов в шкафах из негорючих материалов. Минимальные расстояния от шкафов до зданий и сооружений следует принимать по таблице 25.

Баллоны с СУГ могут храниться также под навесами из негорючих материалов, огражденных металлической сеткой.

8.135 ПСБ следует располагать в пределах территории населенных пунктов, как правило, с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилой застройке, вблизи от автомобильных дорог.

8.136 Расстояния от склада и погрузочно-разгрузочных площадок ПСБ до зданий и сооружений различного назначения принимаются не менее значений, указанных в таблице 20, при этом приведенное в позиции 2 расстояние от ПСБ до одноэтажных зданий садоводческих и дачных поселков допускается уменьшать не более чем в два раза при условии размещения на ПСБ не более 150 баллонов.

Размещение складов с баллонами для сжиженных газов на территории промышленных предприятий предусматриваются в соответствии с требованиями СНиП ПМР 30-04-02.

Таблица 20

Здания и сооружения	Расстояния от зданий склада и погрузочно-разгрузочных площадок в зависимости от числа наполненных пятидесятилитровых баллонов, м			
	до 400	от 400 до 1200	более 1200	независимо от вместимости склада
1 Здания и сооружения на территории ПСБ	20	25	30	-
2 Жилые здания	-	-	-	50
3 Общественные здания непромышленного характера	-	-	-	100
4 Здания промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а также предприятий бытового обслуживания промышленного характера, автомобильные дороги (до края дороги) и железные дороги, включая подъездные (до оси пути)	-	-	-	30

8.137 Склады для хранения баллонов должны быть одноэтажными с покрытием легкого типа (весом не более 70 кг на 1 м²) и не иметь чердачных помещений.

Стены, перегородки, покрытия складов должны быть из негорючих материалов не ниже II степени огнестойкости, окна и двери должны открываться наружу.

Высота складских помещений для баллонов должна быть не менее 3,25 м от пола до нижних выступающих частей кровли.

Полы должны быть предусмотрены из негорючих и безискровых материалов.

Освещение складов для баллонов должно отвечать требованиям для помещений со взрывоопасными зонами.

8.138 Закрытые склады для хранения баллонов должны иметь постоянно действующую принудительную или естественную вентиляцию, обеспечивающую воздухообмен, при котором не

могут возникать опасные дозрывные концентрации газа.

Помещение складов баллонов следует оборудовать газовыми автоматическими сигнализаторами. В помещениях складов баллонов допускается применять отопление - водяное, паровое низкого давления или воздушное. В помещениях складов баллонов разрешается использовать огнетушители порошковые и углекислотные. Обслуживающий персонал должен знать правила тушения горючих газов и порядок эвакуации баллонов СУГ.

8.139 Склады для хранения баллонов должны быть разделены несгораемыми стенами на отсеки, в каждом из которых допускается хранение не более 500 баллонов.

Каждый отсек должен иметь отдельный выход.

8.140 Склады баллонов СУГ согласно СП ПМР 31-118-2010 должны иметь молниезащиту II категории надежности.

Автомобильные газозаправочные станции и пункты сжиженных газов

8.141 АГЗС и АГЗП предназначаются для приема, хранения СУГ и заправки газобаллонных автомобилей.

8.142 АГЗС следует размещать с соблюдением требований, предъявляемых к размещению ГНП (без учета требований 8.123).

Минимальные расстояния до лесных массивов хвойных пород - 50 м, лиственных пород - 20 м.

8.143 В составе АГЗС следует предусматривать резервуары для хранения газа, сливные и заправочные колонки, производственное здание для размещения оборудования для перекачки СУГ, вентиляционного и другого оборудования, бытовые помещения, средства пожаротушения. Колонки следует размещать под навесом из негорючих материалов.

8.144 Сливные колонки, предназначенные для слива газа из автоцистерн в резервуары АГЗС, оборудуются трубопроводами паровой и жидкой фазы, запорнопредохранительной арматурой, а также скоростными и обратными клапанами в соответствии с указаниями 8.39.

Оборудование заправочных колонок, предназначенных для заправки газобаллонных автомобилей, предусматривают согласно требованиям 8.64.

Заправочные колонки оборудуют устройством для замера расхода газа.

8.145 Территория АГЗС должна быть ограждена проветриваемой оградой из негорючих материалов, за исключением стороны подъезда автомобилей, и в местах проезда автомобилей иметь жесткую дорожную одежду согласно СНиП ПМР 32-01-2010.

8.146 Максимальная вместимость резервуаров АГЗС, располагаемой в границах селитебной территории, не должна превышать 100 м³, а вместимость одного резервуара - 50 м³. Установку резервуаров предусматривают, как правило, подземной. Допускается применять блочно-контейнерные установки.

При технико-экономической целесообразности возможно устанавливать резервуары надземно. Общая вместимость резервуаров при этом не должна превышать 50 м³.

8.147 Здания, резервуары, трубопроводы, оборудование и КИП, предусматриваемые для АГЗС, должны соответствовать требованиям, предъявляемым к аналогичным объектам и коммуникациям ГНС (ГНП). При этом на АГЗС предусматривают только бытовую канализацию.

Отвод воды после охлаждения компрессора следует предусматривать в бытовую канализацию через гидрозатвор, конструкция которого должна исключать возможность попадания сжиженных газов в канализацию.

8.148 Минимальные расстояния от резервуаров на АГЗС до зданий и сооружений, не относящихся к АГЗС, принимают по таблицам 18 и 19, до зданий и сооружений, расположенных на территории стационарных АГЗС, - по таблице 15, для АГЗП - согласно указаниям данного раздела.

При суммарной вместимости подземных резервуаров не более 50 м³ (при вместимости одного резервуара не больше 5 м³) требования к размещению резервуаров предъявляют, как к резервуарным установкам.

Минимальные расстояния от заправочных колонок до зданий и сооружений, расположенных

вне территории АГЗС, принимают не менее 15 м, до ограждения АГЗС - не менее 10 м.

8.149 На территории АГЗС не допускается предусматривать жилые помещения и не относящиеся к АГЗС производства, а также предусматривать оборудование и приборы с открытым огнем.

8.150 АГЗП подразделяются на стационарные и временные.

8.151 В составе стационарного АГЗП предусматриваются:

- резервуары для СУ Г емкостью до 10 м³, устанавливаемые надземно (без обволочения);
- резервуары для СУГ емкостью до 20 м³, которые устанавливаются подземно;
 - приемные и заправочные колонки;
 - оборудование для перекачки газа;
 - операторную, туалет;
 - средства пожаротушения;
 - навес из негорючих материалов над технологическим оборудованием;
 - систему электроснабжения, КИПиА и молниезащиту;
 - сетчатую ограду из негорючих материалов.

8.152 В составе временного АГЗП, работающего от автоцистерны с резервуаром не превышающим 10 м³ предусматривают объекты аналогичные для стационарных АГЗП, заменив стационарные резервуары для СУГ на автоцистерну с резервуаром до 10 м³.

8.153 Расстояния от АГЗП до зданий и сооружений различного назначения принимают по таблице 21.

Таблица 21

Здания и сооружения	Расстояния, м, от резервуаров АГЗП		
	надземных		подземных
	При вместимости одного резервуара и общей в группе, м ³		
	до 5	более 5 до 10	до 20
1. Общественные, жилые здания и сооружения, здания промпредприятий и сельскохозяйственных предприятий	20	40	30
2. АЗС бензина резервуаров	40	40	30

Минимальные расстояния от стационарных надземных и подземных резервуаров на АГЗП до приемных и заправочных колонок принимают - 5 м, до операторной - 15 м. Разрешается устанавливать на АГЗП стационарные заправщики газа заводского изготовления, укомплектованные: резервуарами для газа общим полезным объемом до 10 м³, насосами для перекачивания газа, заправочной колонкой, соответствующими газопроводами и КИП.

Транспортная цистерна, привозящая газ от ГНС, должна устанавливаться от стационарной цистерны не ближе -5м.

8.154 Крышки колодцев инженерных коммуникаций в радиусе - 50 м от ограды АГЗП должны быть уплотнены согласно требованиям 8.115.

8.155 Не допускается размещать АГЗП в районе жилых массивов многоэтажной застройки и в местах с массовым пребыванием людей.

Электроснабжение, электрооборудование, молниезащита и связь

8.156 При проектировании электроснабжения и электрооборудования зданий и сооружений ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС следует руководствоваться требованиями ПУЭ, СП ПМР 31-118-2010, правилами защиты от статического электричества и настоящего подраздела.

8.157 Класс взрывоопасной зоны в помещениях и у наружных установок, в соответствии с

которым должен производиться выбор электрооборудования для ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС, следует принимать согласно требованиям п. 8.36.

8.158 Электроприемники ГНС, ГНП, ПСБ, АГЗС и АГЗП в отношении обеспечения надежности электроснабжения следует относить к III категории, за исключением электроприемников противопожарной насосной станции, которые следует относить к I категории.

При невозможности питания пожарных насосов от двух независимых источников электроснабжения допускается предусматривать их подключение в соответствии с указаниями СНиП ПМР 40-02-02 или предусматривать установку резервного насоса с электроснабжением от дизель-генераторов.

8.159 В помещениях насосно-компрессорного, наполнительного и испарительного отделений кроме рабочего освещения предусматривают дополнительное аварийное освещение.

8.160 Схема электроснабжения должна предусматривать в случае возникновения пожара автоматическое отключение технологического оборудования в помещениях со взрывоопасными зонами, а также опасной концентрации газа в воздухе помещения и централизованное отключение вентиляционного оборудования в соответствии с указаниями СНиП ПМР 41-01-02.

8.161 На территории ГНС следует предусматривать наружное и охранное освещение, а на территории ГНП, ПСБ, АГЗС и АГЗП - наружное освещение.

Управление наружным и охранным освещением предусматривают из мест с постоянным пребыванием персонала.

8.162 Прокладка воздушных линий электропередачи над территорией базы хранения ГНС, ГНП, АГЗС и АГЗП не допускается.

Допускается прокладка на территории базы хранения газа ГНС подземных кабельных линий к контрольно-измерительным приборам, приборам автоматики и арматуре с электроприводами.

КИП и электрооборудование, размещаемые на территории базы хранения, должны быть во взрывозащищенном исполнении.

8.163 Для зданий, сооружений, наружных технологических установок и коммуникаций в зависимости от класса взрывоопасных зон предусматривают молниезащиту в соответствии с требованиями СП ПМР 31-118-2010.

8.164 Для ГНС, ГНП и АГЗС предусматривают внешнюю телефонную связь и диспетчерское оповещение через громкоговоритель на территории, для АГЗП - внешнюю телефонную или радиосвязь.

Для зданий ГНС допускается предусматривать внутреннюю телефонную связь или радиосвязь.

Для ПСБ предусматривают возможность выхода во внешнюю телефонную сеть.

9 Газоснабжение сжиженными газами от резервуарных и баллонных установок

Общие указания

9.1 Требования настоящего раздела распространяются на проектирование систем газоснабжения СУГ от резервуарных и баллонных установок, а также на проектирование испарительных установок и установок по смешению СУГ с воздухом.

9.2 При проектировании систем газоснабжения СУГ для районов со сложными инженерно-геологическими условиями следует дополнительно руководствоваться требованиями, предусмотренными разделами 10 и 11.

9.3 Прокладку газопроводов внутри помещений, размещение газовых приборов и проектирование газоснабжения производственных установок осуществляется в соответствии с требованиями, изложенными в разделе 6.

Резервуарные установки

9.4 В составе резервуарной установки следует предусматривать: резервуары, трубопроводы жидкой и паровой фаз, запорную арматуру, регуляторы давления газа, ПЗК и ПСК, манометр (показывающий), штуцер с краном после регулятора давления для присоединения контрольного

манометра, устройство для контроля уровня СУГ в резервуарах. В зависимости от состава СУГ и климатических условий в состав резервуарной установки могут входить также испарители или испарительные установки.

При наличии в регуляторе давления встроенного ПСК установка дополнительного сбросного клапана после регулятора не требуется.

Устройство контроля уровня жидкости допускается предусматривать общее на группу резервуаров.

При двухступенчатом регулировании давления газа ПЗК следует устанавливать перед регулятором давления I ступени с подключением импульсной трубки за регулятором давления II ступени.

9.5 Число резервуаров в установке необходимо определять расчетом и принимать не менее двух. Для потребителей с расчетным часовым расходом газа до 5 м³/ч допускается установка одного резервуара.

Резервуары могут устанавливаться подземно и надземно.

9.6 КИП, регулирующая, предохранительная и запорная арматура резервуарных установок должны соответствовать требованиям раздела 11.

9.7 Арматуру и приборы резервуарных установок следует защищать кожухами от атмосферных осадков и повреждений.

9.8 Резервуарные установки должны иметь сетчатое ограждение высотой не менее 1,6 м из негорючих материалов. Расстояние от резервуаров до ограждения должно быть не менее 1 м.

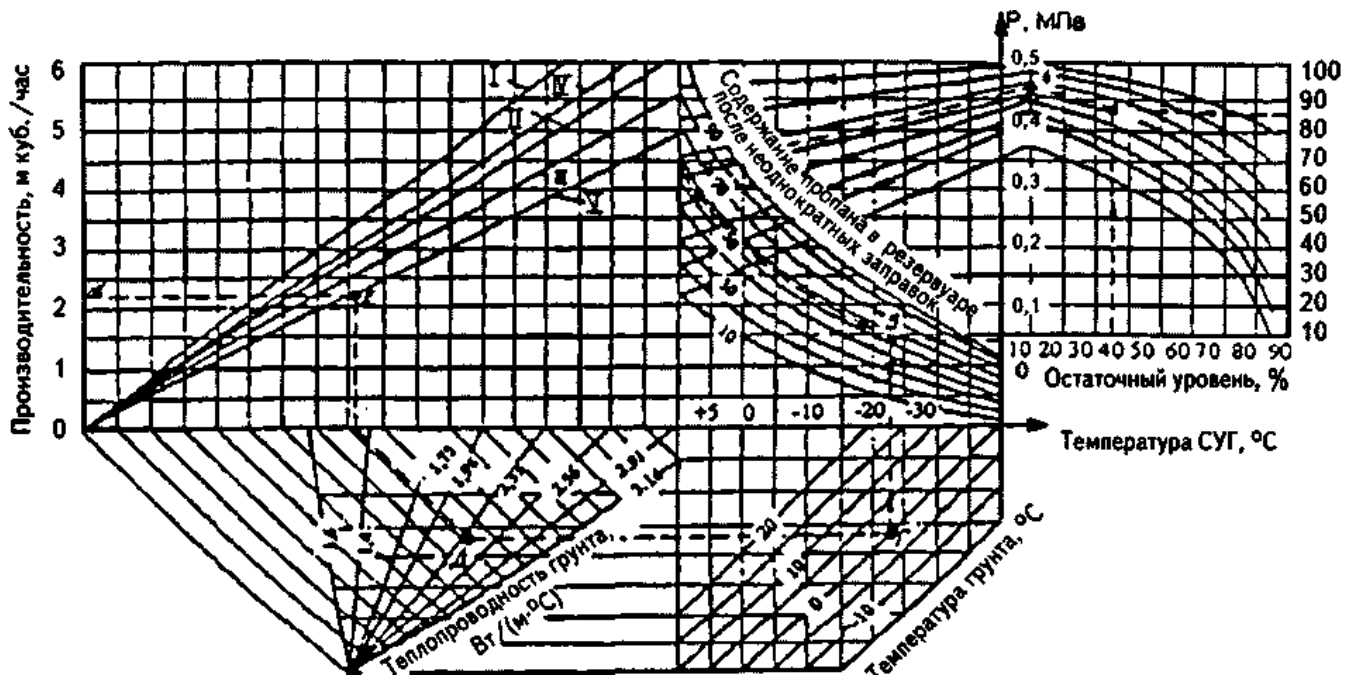
При установке надземных резервуаров на открытых площадках (без зеленых насаждений) для защиты от нагрева их солнечными лучами допускается предусматривать над ними тентовые навесы.

9.9 Производительность резервуаров при естественном испарении определяется:

- при подземном расположении - по номограмме ;
- при надземном расположении - расчетом исходя из условий теплообмена с окружающей средой.

Для учета теплового воздействия рядом расположенных подземных резервуаров полученную по номограмме производительность следует умножить на коэффициент теплового взаимодействия m в зависимости от числа резервуаров в установке:

Число резервуаров в установке	Значение коэффициента теплового воздействия, m
2	0,93
3	0,84
4	0,74
6	0,67
8	0,64



Номограмма для определения производительности резервуара сжиженного газа вместимостью 2,5 и 5 м³ (подземного)

- I - резервуар 5 м³, заполнение 85 %;
- II - резервуар 5 м³, заполнение 50 %;
- III - резервуар 5 м³, заполнение 35 % и резервуар 2,5 м³, заполнение 50 %;
- IV - резервуар 2,5 м³, заполнение 85 %;
- V - резервуар 2,5 м³, заполнение 35 %

Рисунок 1

9.10 Расчетный часовой расход сжиженных газов Q-J, кг/ч, при газоснабжении жилых зданий определяется по формуле:

$$Q_{d}^h = \frac{n \cdot K_d^v \cdot Q_y}{Q_1^e \cdot 365} \cdot K_h^v \quad (12)$$

где n - число жителей, пользующихся газом. При отсутствии данных n принимается по числу газифицируемых квартир и коэффициенту семейности для газифицируемого района;

K_d^v - коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года (при наличии в квартирах газовых плит $K_d^v = 1,4$; при наличии плит и проточных водонагревателей $K_d^v = 2,0$);

Q_y - годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах, кДж/год;

K_h^v - показатель часового максимума суточного расхода - 0,12;

Q_1^e - теплота сгорания газа, кДж/кг.

9.11 Максимальную общую вместимость резервуаров в установке в зависимости от категории потребителей и вместимости одного резервуара принимается по таблице 22.

Таблица 22

Назначение резервуарной установки	Общая вместимость резервуарной установки, м ³		Максимальная вместимость одного резервуара, м ³	
	надземных	подземных	надземных	подземных
Газоснабжение жилых и общественных зданий	до 5	до 60	5	10
Газоснабжение предприятий	до 20	до 100	10	25

9.12 Расстояния от резервуарных установок, считая от крайнего резервуара, до зданий и сооружений различного назначения, принимаются не менее указанных в таблице 23.

Таблица 23

Здания, сооружения и коммуникации	Расстояния от резервуаров в свету, м						Расстояние от испарительной установки в свету, м	Расстояние от баллонной установки в свету, м
	надземных			подземных				
	при общей вместимости резервуаров в установке, м ³							
	до 5	более 5 до 10	более 10 до 20	до 10	более 10 до 20	более 20 до 60		
Общественные здания	30,0	30,0	40,0	15,0	20,0	30,0	25,0	25,0
Жилые дома с проемами в стенах, обращенных к установке	20,0	25,0	30,0	10,0	15,0	20,0	12,0	12,0
Здания предприятий и котельных	15,0	20,0	25,0	10,0	10,0	15,0	8,0	8,0
Канализация, теплотрасса (подземные)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
Надземные сооружения и коммуникации (теплотрасса, ограждения, эстакады и т.д.), не относящиеся к резервуарной установке, хозяйственные постройки	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Водопровод и другие	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

бесканальные коммуникации Колодцы подземных коммуникаций, выгребные ямы	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки со стороны резервуаров)	25,0	30,0	40,0	20,0	25,0	30,0	20,0	20,0	20,0
Подъездные пути железных дорог предприятий, трамвайные пути (до оси пути), автомобильные дороги I-III категорий (до края проезжей части);	20,0	20,0	20,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
автомобильные дороги IV и V категорий (до края проезжей части) и предприятий	10,0	10,0	10,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Опоры ЛЭП, ТП, РП	согласно ПУЭ								
<p>Примечание 1. Размещение резервуарных и групповых баллонных установок относительно зданий, сооружений и коммуникаций, для которых расстояния определяются другими нормативными документами, следует производить с учетом этих документов, но не менее указанных в таблице.</p> <p>Примечание 2. При реконструкции существующих объектов, а также в стесненных условиях (при новом проектировании) разрешается уменьшение указанных в таблице расстояний до 50 % при соответствующем обосновании и разработке компенсирующих мероприятий.</p> <p>Примечание 3. Расстояние от газопроводов принимается в соответствии с СНиП ПМР 30-01-2010.</p>									

9.13 Для резервуарных установок применяются стальные сварные резервуары цилиндрической формы, располагаемые горизонтально. Установку подземных резервуаров выполняют согласно с требованиями раздела 8.

Резервуары, предназначенные для подземной установки, надземно устанавливаются не разрешается.

Возможность использования надземно резервуаров, предназначенных для подземной установки, должна рассматриваться только разработчиком резервуаров с учетом проверочного расчета на прочность.

9.14 Защита подземных резервуаров от коррозии предусматривается согласно с требованиями 4.121.

Надземные резервуары необходимо окрашивать в светлый цвет.

9.15 Подземные резервуары устанавливаются на глубине не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей резервуара в районах с сезонным промерзанием грунта и 0,2 м в районах без промерзания грунта.

При установке резервуаров в водонасыщенных грунтах предусматриваются мероприятия по предотвращению всплытия резервуаров при уровне грунтовых вод:

- для резервуаров вместимостью не более 5м³- выше диаметральной горизонтальной плоскости резервуара;

- для резервуаров вместимостью более 5м³- выше нижней образующей резервуара.

Расстояние в свету между подземными резервуарами должно быть не менее 1 м, а между надземными резервуарами - равны диаметру большего смежного резервуара, но не менее 1 м.

9.16 Над подземным газопроводом жидкой фазы, объединяющим подземные резервуары, предусматривают контрольную трубку, выведенную над поверхностью земли на высоту не менее 1 м. При этом должна исключаться возможность попадания в трубку атмосферных осадков.

9.17 На газопроводе паровой фазы, объединяющем резервуары, предусматривают установку отключающего устройства между группами резервуаров на высоте не менее 0,5 м от земли.

9.18 Установку предохранительных клапанов предусматривают на каждом резервуаре, а при объединении резервуаров в группы (по жидкой и паровой фазам) - на одном из резервуаров каждой группы.

9.19 Пропускную способность ПСК определяют в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Количество газа, подлежащего отводу через предохранительный клапан, должно определяться из условий теплообмена между резервуаром и окружающей средой согласно требованиям, предъявляемым к сосудам и аппаратам под давлением.

Испарительные и смесительные установки

9.20 Испарительные установки и станции регазификации с искусственным испарением предусматривают в следующих случаях:

- резервуарные установки при естественном испарении и резервуарные установки с грунтовыми испарителями не обеспечивают расчетную потребность в газе;
- для испарения тяжелых остатков газа;
- при необходимости обеспечения подачи газа постоянного состава (постоянной теплоты сгорания, постоянной плотности);
- при поставке газов с повышенным содержанием бутанов (свыше 30 %) в местностях, где температура грунта на глубине установки резервуаров ниже 0°C.

9.21 Испарительные установки в комплексе со смесительными установками (установки пропано-воздушной смеси) предусматривают в следующих случаях:

- при газоснабжении районов или объектов, которые в перспективе будут снабжаться природным газом;
- для покрытия пиковых нагрузок в сетях природного газа в периоды часового, суточного или сезонного максимума;
- в качестве резервного топлива для объектов и установок, требующих бесперебойного газоснабжения;
- при использовании в системах газоснабжения технического бутана.
- при газоснабжении промышленных предприятий.

9.22 При проектировании газоснабжения жилых районов от резервуарных установок, оснащенных испарительными и смесительными установками, предпочтение отдают укрупненным системам с централизованными испарительными и смесительными установками (станциям регазификации).

При этом число квартир, которое целесообразно снабжать от одной резервуарной установки, допускается принимать при подаче паровой фазы СУГ по приложению Л, при подаче газовой смеси - по приложению М.

9.23 Испарительные установки подразделяются на проточные, обеспечивающие получение паровой фазы постоянного состава в специальных теплообменных аппаратах (испарителях), и емкостные с испарением сжиженных газов непосредственно в расходных резервуарах с помощью специальных нагревателей (регазификаторов).

Проточные и емкостные испарительные установки допускается предусматривать с подземными и надземными резервуарами.

9.24 При использовании в испарительных установках, в качестве теплоносителя, горячей воды или пара из тепловых сетей предусматриваются мероприятия, исключающие возможность попадания паров СУГ в тепловые сети.

При использовании в испарительных установках электронагрева электрооборудование должно соответствовать требованиям ПУЭ.

9.25 Испарительные установки необходимо оборудовать КИП, а также регулирующей и предохранительной арматурой, исключающей выход жидкой фазы из испарительной установки в

газопровод паровой фазы и повышение давления паровой и жидкой фаз выше допустимого. Испарительные установки, для которых в качестве теплоносителя предусматривается нагретая жидкость или пар, должны быть оборудованы сигнализацией о снижении температуры теплоносителя ниже допустимого значения.

9.26 Испарительные установки допускается размещать на открытых площадках или в помещениях, уровень пола которых расположен выше планировочной отметки земли.

Испарители производительностью до 50 м³/ч допускается размещать непосредственно на крышках горловин резервуаров или в пределах резервуарной установки на расстоянии не менее 1 м от подземных или надземных резервуаров, а также непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если агрегаты размещены в отдельных помещениях или на открытых площадках.

Испарители производительностью более 50 м³/ч следует размещать вне пределов резервуарной установки на расстоянии не менее:

- от зданий и сооружений - по таблицам 25, 26;
- от ограды резервуарной установки - 10 м.

9.27 Для испарителей, размещаемых вне помещений, предусматривают тепловую изоляцию корпуса. При групповом размещении испарителей расстояния между ними принимают не менее 1 м.

9.28 Смешение газов с воздухом допускается при давлении газа до 0,6 МПа.

9.29 Смешение паровой фазы СУГ с воздухом предусматривается в соотношениях, обеспечивающих превышение верхнего предела воспламеняемости смеси не менее чем в 2 раза, при этом должны предусматриваться автоматические устройства для отключения смесительной установки в случае приближения состава смеси к пределам опасной концентрации или в случае внезапного прекращения поступления одного из компонентов смеси.

9.30 Смесительные установки размещают в помещениях, или на открытых площадках в соответствии с требованиями, предусмотренными 9.26.

При поступлении газа в смесительные установки из газопроводов размещение смесительных установок предусматривают на расстоянии не менее указанного в таблицах 25, 26.

9.31 Здания и помещения, предназначенные для размещения испарительных и смесительных установок, должны соответствовать требованиям, установленным для помещений, относящихся по взрывопожароопасности к категории А, приведенным в разделе 8 для аналогичных установок.

9.32 Геотермальная установка (далее - ГТУ) СУГ, представляющая собой вертикально углубленную (до 50 м) герметическую цилиндрическую емкость (обсадную трубу диаметром 250-600 мм), должна изготавливаться из стали марки 20 или другой стали, равноценной по прочностным параметрам, с толщиной стенки не менее 10 мм.

9.33 Наружная поверхность обсадных труб должна иметь антикоррозионное защитное покрытие типа «весьма усиленное». ГТУ должны быть оборудованы стационарной установкой катодной защиты.

9.34 Нижний торец обсадных труб в призабойной зоне скважины должен быть герметизирован бетонной пробкой длиной не менее 500 мм из водонепроницаемого цемента или водонепроницаемого безусадочного цемента марки не ниже 300.

9.35 ГТУ и их элементы, работающие под давлением, должны изготавливаться предприятиями, располагающими техническими средствами и обеспечивающими необходимое качество изделий в соответствии с требованиями нормативных документов и имеющими разрешение на их изготовление.

9.36 Требования к оборудованию ГТУ, их размещение и расстояние от ГТУ до зданий и сооружений различного назначения, а также до подземных сооружений предусматриваются и принимаются, как для резервуарных установок.

Групповые баллонные установки

9.37 Групповой газобаллонной установкой (далее -ГБУ) следует считать установку газоснабжения, в состав которой входит более двух баллонов. В каждом конкретном случае

применение групповой баллонной установки должно быть обосновано.

9.38 В составе ГБУ предусматривают баллоны для СУГ, коллектор высокого давления, регулятор давления газа или регулятор-переключатель автоматический, общее отключающее устройство, манометр, ПСК и трубопроводы.

При наличии в регуляторе давления встроенного ПСК установка дополнительного клапана не требуется.

9.39 Число баллонов в одной ГБУ определяют расчетом исходя из часового расхода газа и производительности одного баллона в зависимости от температуры окружающего воздуха, марки газа и продолжительности отбора газа.

9.40 Максимальную суммарную вместимость баллонов в ГБУ принимают по таблице 24.

9.41 ГБУ размещают в шкафах из негорючих материалов или под защитными кожухами.

Размещение ГБУ предусматривают непосредственно у зданий или на расстоянии от зданий, не менее указанного в таблице 25 и сооружений на расстоянии, не менее указанного в таблице 26.

Таблица 24

Назначение групповой баллонной установки	Вместимость всех баллонов в групповой баллонной установке, л, при размещении	
	у стен здания	на расстоянии от зданий
Газоснабжение жилых зданий и общественных зданий непроизводственного назначения	600	1000
Газоснабжение производственных зданий промышленных предприятий и зданий сельскохозяйственных предприятий и предприятий бытового обслуживания населения производственного назначения	1000	1500

9.42 Стены зданий, непосредственно у которых размещаются ГБУ, должны быть не ниже III степени огнестойкости и не иметь утеплителя из горючего материала, оконных и дверных проемов на расстоянии, не менее указанного в таблице 25 от групповой баллонной установки.

Возле общественного или производственного здания не допускается предусматривать размещение более одной ГБУ.

Возле жилого здания допускается предусматривать размещение не более трех ГБУ на расстоянии не менее 15 м одна от другой.

Таблица 25

Здания	Расстояния от групповой баллонной установки, м
Жилые здания, производственные здания промышленных предприятий, здания предприятия бытового обслуживания производственного характера и другие здания степени огнестойкости: I и II	8
III и III а	10
IV, IVа и V	12
Общественные здания независимо от степени огнестойкости	25
Временные отдельно стоящие хозяйственные строения (например, деревянные сараи, навесы и т.п.)	8
Примечание. Расстояния от групповой баллонной установки до производственных зданий и складов, которые по взрывопожароопасности относятся к категории А и Б, следует принимать большим на 50 %, а по пожароопасности к категории В - на 25 %.	

Таблица 26

Сооружения	Расстояния по горизонтали от шкафа групповой баллонной установки, м
Канализация, теплотрасса	3,5
Водопровод и другие бесканальные коммуникации	2,0
Колодцы подземных коммуникаций, выгребные ямы	5,0
Электрокабели и воздушные линии электропередачи	В соответствии с ПУЭ В соответствии с нормативными требованиями по проектированию линейно-кабельных сооружений связи
Телефонные кабели и воздушные линии телефонной и радиотрансляционной сети	

9.43 Шкафы и баллоны устанавливают на фундаменты, вокруг которых должна выполняться отмостка шириной не менее 1 м перед шкафом и 0,5 м с остальных сторон.

ГБУ располагают в местах, имеющих удобный подъезд для транспорта.

ГБУ, размещаемые под защитными кожухами, должны иметь ограждение из негорючих материалов.

Над ГБУ допускается предусматривать теновой навес из негорючих материалов.

9.44 При необходимости обеспечения стабильного испарения СУГ и невозможности использования резервуарных установок допускается предусматривать размещение ГБУ в специальном здании или в пристройке к глухой наружной стене газифицируемого производственного здания. Указанные здания или пристройки должны отвечать требованиям раздела 5, как для отдельно стоящих или пристроенных ГРП.

Вентиляцию проектируют из расчета пятикратного воздухообмена в час с удалением 2/3 воздуха из нижней зоны помещения.

9.45 Требования 9.44 распространяются на проектирование помещений магазинов для продажи малолитражных баллонов населению. Максимальную вместимость баллонов, находящихся в магазине, и минимальные расстояния от магазина до зданий и сооружений следует принимать по таблицам 24 и 25 как для промышленных предприятий.

Трубопроводы групповых баллонных и резервуарных установок

9.46 Трубопроводы обвязки резервуаров, баллонов и регуляторов давления рассчитывают на давление, принятое для резервуаров или баллонов.

9.47 Наружные газопроводы от ГБУ предусматривают из стальных труб, отвечающих требованиям раздела 11.

Допускается предусматривать присоединение газового оборудования временных установок и установок сезонного характера, размещенных вне помещения, при помощи резиноканевых рукавов с выполнением требований раздела 6.

9.48 Прокладку подземных газопроводов низкого давления от ГБУ и резервуарных установок с искусственным испарением газа предусматривают на глубине, где минимальная температура выше температуры конденсации газа.

Газопроводы от емкостных испарителей прокладывают ниже глубины промерзания грунта.

9.49 Прокладку надземных газопроводов от ГБУ, размещаемых в отапливаемых помещениях, и от подземных резервуарных установок предусматривают с тепловой изоляцией. Тепловую изоляцию предусматривают из негорючих материалов.

9.50 Уклон газопроводов предусматривают не менее 5 ‰ в сторону конденсатосборников для подземных газопроводов и в сторону газоснабжающей установки для надземных газопроводов. Вместимость конденсатосборников принимают не менее 4 л на 1 м³ расчетного часового расхода газа.

9.51 Отключающие устройства на газопроводах низкого давления от ГБУ и резервуарных установок предусматривают в соответствии с требованиями раздела 4.

В случае газоснабжения более 400 квартир от одной резервуарной установки предусматривают дополнительное отключающее устройство на подземном газопроводе от резервуарной установки над землей под защитным кожухом (в ограде), вне проезжей части дорог.

Индивидуальные газобаллонные установки

9.52 Индивидуальной газобаллонной установкой (ИГБУ) считают установку газоснабжения СУГ, в состав которой входит не более двух баллонов.

9.53 ИГБУ допускается предусматривать как снаружи, так и внутри жилых зданий (квартир) и общественных зданий. При газоснабжении СУГ с повышенным содержанием бутана - размещать баллоны внутри зданий.

9.54 Размещение баллонов внутри жилых зданий (квартир) допускается предусматривать только в зданиях до двух этажей включительно.

9.55 Помещения, в которых предусматривается размещения газовых приборов и баллонов с газом, должны отвечать требованиям, предусмотренным разделом 6.

Установку баллонов внутри жилых зданий (квартир) следует предусматривать в тех же помещениях, где находятся газовые приборы. При этом в одном помещении разрешается устанавливать один баллон вместимостью 50 л. При вместимости баллона до 27 л разрешается иметь в одном помещении два баллона (один из них запасной).

Баллоны следует размещать в кухнях, в местах доступных для осмотра и замены баллона. Расстояние от газового баллона до газовой плиты следует предусматривать не менее 0,5 м, до радиатора отопления или печи - не менее одного метра. При устройстве экрана, предохраняющего баллон от нагревания, расстояние от баллона до радиатора отопления или печи допускается уменьшать до 0,5 м. Расстояние между баллоном и экраном должно быть не менее 0,1 м. При размещении баллона против топочных дверок печей расстояние между баллоном и топочной дверкой должно быть не менее 2 м.

Допускается размещать баллон вместимостью до 27 л внутри газового прибора заводского изготовления, если это предусмотрено конструкцией прибора и обеспечивает температуру нагрева стенки, отделяющей баллон от газовых горелок, не выше 45 °С.

9.56 Размещение ИГБУ и газовых приборов не допускается:

- в жилых комнатах;
- в цокольных и подвальных этажах (подвалах);
- в помещениях, под которыми имеются подвалы и погреба, и вход в них осуществляется из этих помещений;
- на балконах и лоджиях;
- в помещениях без естественного освещения;

- внутри зданий общежитии;

- в помещениях, расположенных под обеденными и торговыми залами предприятий общественного питания, а также под аудиториями и учебными классами, под зрелищными (актовыми) залами общественных и производственных зданий, больничными палатами и другими помещениями с массовым пребыванием людей (более 50 человек).

9.57 В производственных помещениях ИГБУ следует предусматривать в местах, защищенных от повреждения внутрицеховым транспортом, брызг металла и воздействия коррозионно-активных жидкостей и газов, а также от нагрева выше 45 °С. Допускается размещать баллоны и непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если это предусмотрено конструкцией агрегата.

9.58 При использовании ИГБУ в животноводческих и птицеводских помещениях их следует размещать вне зданий, а при использовании ИГБУ в оранжереях и теплицах допускается их размещения внутри зданий.

9.59 Присоединение баллона к газовым приборам выполняется резиновым рукавом, отвечающим требованиям раздела 11. Рукав должен быть из одного куска, иметь длину не более 5 м и крепиться к стене.

В местах присоединения к прибору или регулятору рукав должен надеваться на гофрированные наконечники и крепиться металлическими хомутами, обеспечивающими надежность и герметичность присоединения. Применение проволочных скруток не допускается.

9.60 Вне зданий ИГБУ должны размещаться в запирающихся шкафах, выполненных из негорючих материалов, или под запирающимися кожухами, закрывающими верхнюю часть баллонов и регулятор. Шкафы должны иметь в верхней и нижней части прорези или жалюзийные решетки для вентиляции.

При этом внутренний газопровод должен быть стальным и выполненным на сварке. Резьбовые соединения допускается применять только в местах установки отключающего устройства и газового прибора.

9.61 ИГБУ у наружных стен должны устанавливаться на расстоянии не менее 0,5 м от дверей и окон первого этажа и 3 м от окон и дверей цокольных и подвальных этажей, а также от колодцев подземных коммуникаций и выгребных ям. Не допускается размещение баллонов у запасных (пожарных) выходов, со стороны фасадов зданий, в проездах транспорта.

Шкафы для баллонов и баллоны с запирающимися кожухами должны быть установлены на негорючем основании.

Высота основания должна быть не менее 0,1 м от уровня земли.

9.62 Каждая ИГБУ, как с размещением баллонов в здании так и вне его должна иметь регулятор (редуктор) для снижения давления газа, который соединяется (устанавливается) непосредственно на баллоне. Соединение баллона с регулятором должно быть жесткое.

Регуляторы давления, устанавливаемые на баллонах, размещенных внутри здания, не должны иметь ПСК.

9.63 Присоединение регулятора давления на баллонах, установленных вне зданий, к стальному газопроводу (вводу в здание) следует предусматривать с помощью специально изогнутых медных или отожженных латунных трубок или резиновых рукавов длиной не более 0,5 м.

Резиновые рукава должны соответствовать требованиям раздела 11 и не должны иметь повреждений наружного слоя резины.

10 Дополнительные требования к газопроводам в сложных инженерно-геологических условиях

Подрабатываемые территории

10.1 При проектировании систем газоснабжения, размещаемых над месторождениями полезных ископаемых, где проводились, проводятся или предусматриваются горные разработки, необходимо руководствоваться, кроме настоящих норм, требованиями СНиП ПМР 50-04-02, порядком выдачи

разрешений на застройку площадей залегания полезных ископаемых, а также ведомственными нормативными документами по проектированию зданий и сооружений на подрабатываемых территориях. Для газопроводов должны применяться только стальные трубы.

10.2 Проект прокладки газопровода должен иметь в своем составе горно-геологическое обоснование, разработанное в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. Горно-геологическое обоснование должно уточняться по истечении двух лет после согласования проекта с организациями, которые согласовали и утвердили его.

10.3 При составлении проектов газоснабжения объектов, размещаемых на указанных территориях, необходимо учитывать планы развития горных работ на ближайшие 20 лет, при разработке рабочей документации - на ближайшие 10 лет.

10.4 Прокладку газопроводов следует предусматривать преимущественно по территориям, на которых уже закончился процесс сдвижения земной поверхности или подработка которых намечается на более поздние сроки, а также по территориям, где ожидаемые деформации земной поверхности будут минимальными.

10.5 Ориентирование трасс газопроводов относительно направления простирания пластов следует производить на основании технико-экономических расчетов.

Трассы газопроводов следует предусматривать преимущественно вне проезжей части территории с учетом возможного вскрытия траншей в период интенсивных деформаций земной поверхности в результате горных выработок.

10.6 Прочность и устойчивость подземных газопроводов, проектируемых для прокладки на подрабатываемых территориях, следует обеспечивать за счет:

- повышения несущей способности газопровода;
- увеличения подвижности газопровода в грунте;
- снижения воздействия деформирующего грунта на газопровод. Преимущество должно отдаваться решениям, обеспечивающим максимальную безопасность населения.

10.7 Протяженность зоны защиты газопровода определяется длиной мульды сдвижения, увеличенной на 50 м в каждую сторону от ее границы.

10.8 Необходимость и объемы строительных мер защиты проектируемых и эксплуатируемых газопроводов определяется по результатам расчета газопроводов на прочность с учетом технико-экономических обоснований вариантов защиты газопроводов.

10.9 При газоснабжении потребителей, для которых перерывы в подаче газа недопустимы по технологическим или другим причинам, следует предусматривать подачу газа этим потребителям от двух газопроводов, прокладываемых по территориям, подработка которых начинается в разное время, с обязательным кольцеванием газопроводов.

10.10 Для обеспечения подвижности подземных газопроводов в грунте и снижения силового воздействия деформирующегося грунта на газопровод следует предусматривают:

- установку компенсаторов;
- применение противокоррозионных защитных покрытий трубы на основе полимерных материалов, экструдированного или напыленного полиэтилена;
- малозащемляющие материалы для засыпки труб после укладки. При засыпке трубы малозащемляемым грунтом слой засыпки под трубой должен быть не менее 200 мм и над трубой не менее 300 мм.

10.11 В качестве малозащемляющих материалов для засыпки траншей газопровода применяется песок, песчаный грунт или другой грунт, обладающий малым сцеплением частиц и являющимся неагрессивным по отношению к металлу и противокоррозионному защитному покрытию трубы.

10.12 При необходимости введения конструктивных мер защиты допускается предусматривать прокладку в железобетонных каналах углов поворота, места разветвлений и врезки вводов газопровода.

Для прямолинейных участков длина канала должна быть не менее величины десяти диаметров газопровода.

10.13 На газопроводах должны применяться П и Г-образные компенсаторы из труб, которые укладываются в железобетонные каналы, телескопические и резинокордовые компенсаторы,

которые устанавливаются в колодцах.

Компенсаторы устанавливаются на участках газопроводов, где прогнозируемые продольные усилия превышают несущую способность металла труб.

Расстояния между компенсаторами определяются расчетом из условий прочности газопровода и компенсационной способности применяемых компенсаторов.

10.14 В населенных пунктах следует предусматривать подземную прокладку распределительных газопроводов с соблюдением их кольцевания, для внутриквартальных - надземную на опорах и по дворовым фасадам зданий. Крепление газопроводов при надземной прокладке, должно позволять осевые и вертикальные перемещения труб. Конструкция опор для надземной прокладки должна проектироваться с учетом нагрузок от воздействия горных выработок.

На распределительных газопроводах низкого давления, прокладываемых по стенам зданий, должна обеспечиваться компенсация перемещений газопровода, вызываемых раскрытием деформационных швов здания.

10.15 Переходы газопроводов через реки, овраги и железные дороги в выемках следует предусматривать надземными.

10.16 В местах пересечения подземных газопроводов с другими подземными коммуникациями следует предусматривать уплотнительные устройства (глиняные экраны, футляры на газопроводе и др.).

10.17 На подземных газопроводах в пределах подрабатываемых территорий следует предусматривать установку контрольных трубок.

Контрольные трубки должны устанавливаться на углах поворотов, в местах разветвления сети, у компенсаторов бесколодезной установки.

В пределах населенных пунктов следует предусматривать установку контрольных трубок также на линейных участках газопроводов с расстоянием между ними не более 50 м.

Для предохранения от механических повреждений контрольные трубки в зависимости от местных условий должны быть выведены под ковер или другое защитное устройство.

10.18 Крепление электровыводов при установке КИП для замеров электропотенциала газопровода должно быть гибким и допускать перемещение грунта относительно трубы.

Сейсмические районы

10.19 В районах с сейсмичностью 7 баллов и выше допускается прокладка газопроводов из стальных и полиэтиленовых труб с учетом дополнительных требований раздела 11.

Определение сейсмичности района и площадок строительства производится согласно СНиП ПМР 22-03-09.

10.20 При проектировании систем газоснабжения в этих районах кроме требований настоящих норм следует учитывать требования СНиП ПМР 22-03-09.

10.21 Внутреннее газооборудование следует проектировать в соответствии с указаниями раздела 6.

10.22 Для ГРП с входным давлением более 0,6 МПа и ГРП предприятий с непрерывными технологическими процессами следует предусматривать наружные обводные газопроводы (байпасы) с установкой отключающих устройств вне зоны возможного обрушения ГРП.

10.23 Газопроводы высокого и среднего давлений, предназначенные для газоснабжения населенных пунктов следует проектировать закольцованными с разделением на секции отключающими устройствами.

10.24 На подземных газопроводах следует предусматривать контрольные трубки:

- в местах врезок;
- на углах поворотов;
- в местах пересечений с подземными инженерными сетями, проложенными в каналах;
- на вводах в здания.

10.25 Размещение запорной арматуры (отключающих устройств) предусматривают в

соответствии с требованиями раздела 4.

10.26 В местах прохождения газопроводов через стены зданий и стенки колодцев между трубой и футляром необходимо предусматривать эластичную водонепроницаемую заделку, не препятствующую возможному смещению газопровода.

10.27 На надземных газопроводах, прокладываемых в районах с сейсмичностью 8 и 9 баллов, при отсутствии самокомпенсации необходимо предусматривать компенсирующие устройства в местах пересечения естественных и искусственных препятствий, присоединения газопроводов к оборудованию, установленному на фундаменты (резервуары СУГ, компрессоры, насосы и т.д.), а также на вводах в здания.

Районы с пучинистыми, просадочными и набухающими грунтами

10.28 При проектировании систем газоснабжения для указанных районов, кроме требований настоящих норм, следует дополнительно руководствоваться требованиями СНиП ПМР 50-01-02 и раздела 11.

10.29 Глубина прокладки газопроводов в грунтах с одинаковой степенью пучинистости, набухаемости или просадочности по трассе должна приниматься до верха трубы:

а) для стальных газопроводов:

- в среднепучинистых и средненабухающих - не менее 0,9 м;

- в сильнопучинистых и сильнонабухающих - не менее 0,8 глубины промерзания, но не менее 1,0 м до верха трубы;

б) для полиэтиленовых газопроводов - ниже расчетной глубины промерзания, определяемой в соответствии со СНиП ПМР 50-01-02, но не менее 1 м.

10.30. Прокладка газопроводов в слабопучинистых, слабонабухающих и I типа просадочности грунтах должна предусматриваться как в обычных условиях - в соответствии с требованиями раздела 4.

10.31 Противокоррозионное защитное покрытие вертикальных участков стальных подземных газопроводов и футляров (вводы в здания и ГРП, конденсатосборники, гидрозатворы и др.) предусматривается из полимерных материалов. Допускается использовать другие проектные решения по защите этих участков от воздействия сил морозного пучения.

10.32 Для резервуарных установок СУГ с подземными резервуарами в среднепучинистых и сильнопучинистых грунтах следует предусматривать надземную прокладку стальных газопроводов, соединяющих резервуары газопроводов жидкой и паровой фаз.

10.33 В проектах колодцев следует предусматривать мероприятия по защите от воздействия сил морозного пучения грунтов (гравийная или гравийно-песчаная засыпка пазух, обмазка внешней стороны стен гидроизоляционными или несмерзающимися покрытиями, например, железнение и др.). Над перекрытием колодцев следует предусматривать асфальтовую отмостку, выходящую за пределы пазух не менее чем на 0,5 м.

Районы с водонасыщенными грунтами

10.34 При проектировании подземных газопроводов в районах с водонасыщенными грунтами (подтопляемые и затопляемые территории, заливные поймы рек, участки с высоким уровнем грунтовых вод, заболоченные участки и др.) необходимо проводить проверку устойчивости газопроводов против всплытия и необходимость их балластирования в соответствии с требованиями 4.80, 4.85 и СНиП ПМР 50-01-02.

10.35 Типы балластов, их количество и размещение на газопроводах, мероприятия по защите изоляционного покрытия стальных газопроводов и защите поверхности полиэтиленовых труб от повреждений определяется проектной организацией.

Оползнеоопасные территории

10.36 На оползнеопасных территориях допускается только надземная прокладка стальных газопроводов.

10.37 Проектирование и строительство газопроводов осуществляется только после стабилизации оползня.

10.38 Проекты на строительство газопроводов и меры по сохранению стабилизации оползня согласовываются с местными противооползневыми службами.

11 Материалы и технические изделия

Общие указания

11.1 Материалы и технические изделия, предусматриваемые в проектах систем газоснабжения, должны быть экономичными, надежными, соответствовать требованиям государственных стандартов или технических условий, которые прошли государственную регистрацию в соответствии с ГОСТ 2.114, ГОСТ 1.5-2001.

11.2 При выборе материалов, труб, арматуры, оборудования, приборов и других технических изделий, предназначенных для строительства систем газоснабжения в районах с сейсмичностью 7 и более баллов, в зонах распространения набухающих, пучинистых и просадочных грунтов и на подрабатываемых территориях следует учитывать дополнительные требования, приведенные в 11.59-11.62.

11.3 Допускается применять для строительства газопроводов стальные и полиэтиленовые трубы, запорную арматуру и соединительные детали, не предусмотренные настоящими нормами, отечественного производства, изготавливаемые по государственным стандартам или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке, а также трубы, запорную арматуру и соединительных деталей зарубежного производства при условии, что они соответствуют требованиям настоящих норм и разрешены к применению. Возможность замены труб, принятых в проекте, должна определяться проектной организацией.

11.4 Механические свойства основного металла и сварного соединения стальных труб должны соответствовать требованиям нормативных или технических документов, по которым они изготовлены. В случаях, когда нормативными документами на трубы не предусматривается нормирование механических свойств металла труб, а также в случаях, предусмотренных 11.3, механические свойства основного металла труб, в зависимости от способа их изготовления, должны отвечать требованиям соответствующих нормативных или технических документов.

Стальные трубы и соединительные детали

11.5 Для строительства систем газоснабжения применяются стальные прямошовные, спиральношовные и бесшовные трубы, приведенные в приложении И, и изготовленные из хорошо сваривающейся стали, содержащей не более 0,25 % углерода, 0,056 % серы и 0,046 % фосфора.

Толщина стенок труб определяется расчетом в соответствии с требованиями СНиП ПМР 34-01-02 и принимать ее номинальную величину, равную ближайшей большей по стандартам или техническим условиям на трубы, допускаемые настоящими нормами к применению. При этом для подземных и наземных (с обвалованием) газопроводов минимальную толщину стенки труб следует принимать не менее 3 мм, а для наружных надземных и наземных (без обвалования) газопроводов и внутри зданий (в т.ч. жилых) - не менее 2 мм.

Для подземных распределительных газопроводов применяются трубы условным диаметром не менее 32 мм, а для вводов - условным диаметром не менее 16 мм.

Выбор труб для конкретных условий строительства систем газоснабжения производится в соответствии с приложением И. Для внутренних газопроводов низкого давления разрешается предусматривать трубы из меди по ГОСТ 617.

11.6 Стальные трубы для строительства наружных и внутренних газопроводов следует предусматривать групп В и Г, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали по ГОСТ 380 марок Ст2, Ст3, а также Ст4 при содержании в ней углерода не более 0,25 %; стали марок 08, 10,

15, 20 по ГОСТ 1050; из стали повышенной прочности марок 09Г2С, 17ГС, 17Г1С по ГОСТ 19281, не ниже шестой категории, и легированной конструкционной стали 10Г2 по ГОСТ 4543.

11.7 Допускается применять стальные трубы, указанные в 11.6, изготовленные из полуспокойной и кипящей стали, в следующих случаях:

- для подземных газопроводов, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 30 °С включительно;
- для надземных газопроводов, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 10 °С включительно - трубы из полуспокойной и кипящей стали, а при расчетной температуре до минус 20 °С включительно - трубы из полуспокойной стали;
- для внутренних газопроводов с толщиной стенки не более 8 мм, если температура стенок труб в процессе эксплуатации не будет понижаться ниже 0 °С - для труб из кипящей стали, и ниже минус 10 °С - для труб из полуспокойной стали.

При применении для наружных газопроводов труб из полуспокойной и кипящей стали в перечисленных случаях необходимо соблюдать следующие условия:

- диаметр не должен превышать 820 мм для труб из полуспокойной стали и 530 мм для труб из кипящей стали;
- толщина стенки труб должна быть не более 8 мм.

Для строительства наружных подземных и надземных газопроводов допускается применять трубы, изготовленные из полуспокойной стали диаметром не более 325 мм и толщиной стенки до 5 мм включительно, а также трубы, изготовленные из полуспокойной и кипящей стали, диаметром не более 114 мм с толщиной стенки до 4,5 мм включительно.

Не допускается применять трубы из полуспокойной и кипящей стали для изготовления методом холодного гнутья отводов, соединительных частей и компенсирующих устройств для газопроводов высокого и среднего давлений.

11.8 Для наружных и внутренних газопроводов низкого давления, в том числе для их гнутых отводов и соединительных частей, допускается применять трубы групп А, Б, В, изготовленные из спокойной, полуспокойной и кипящей сталей марок Ст1, Ст2, Ст3, Ст4 по ГОСТ 380-94 и 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050. Сталь марки 08 допускается применять при технико-экономическом обосновании, марки Ст4 - при содержании в ней углерода не более 0,25 %.

11.9 Для участков газопроводов всех давлений, испытывающих вибрационные нагрузки (соединенные непосредственно с источником вибрации в ГРП, ГРУ, компрессорных и др.) применяются стальные трубы групп В и Г, изготовленные из спокойной стали с содержанием углерода не более 0,24 % (например, Ст2, Ст3 по ГОСТ 380; 09, 10, 15 по ГОСТ 1050).

11.10 Сварное соединение сварных труб должно быть равнопрочно основному металлу труб или иметь гарантированный заводом-изготовителем согласно стандарту или техническим условиям на трубы коэффициент прочности сварного соединения. Указанное требование следует вносить в заказные спецификации на трубы.

Допускается применять трубы по ГОСТ 3262, сварные швы которых не имеют характеристики прочности сварного соединения, на давление газа, указанное в приложении И.

11.11 В зависимости от местных условий прокладки допускается предусматривать требования к ударной вязкости металла труб для газопроводов высокого давления I категории диаметром более 620 мм, а также для газопроводов, испытывающих вибрационные нагрузки, прокладываемых на участках перехода через железные и автомобильные дороги, водные преграды и для других ответственных газопроводов и их отдельных участков. Требования к ударной вязкости следует предусматривать для труб с толщиной стенки более 5 мм.

При этом величина ударной вязкости основного металла труб должна приниматься не ниже 30 Дж/см² при минимальной температуре эксплуатации газопроводов.

11.12 Эквивалент углерода должен определяться по формулам: - для низколегированной стали:

$$[C]_9 = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + \sum (V + Ti + Nb)}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + 15B; \quad (13)$$

для малоуглеродистой стали или низколегированной стали только с кремнемарганцевой системой легирования, например, марок 17ГС, 17Г1С, 09Г2С и др.

$$[C]_{\text{э}} = C + \frac{Mn}{6} ; \quad (14)$$

где С, Мn, Cr, Мо, V, Ti, Nb, Cu, Ni, В – содержание (процент по массе) в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, титана, ниобия, меди, никеля, бора. Величина $[C]_{\text{э}}$ не должна превышать 0,46.

11.13 Трубы, предусматриваемые для систем газоснабжения, должны быть испытаны гидравлическим давлением на заводах-изготовителях или иметь запись в сертификате о гарантии того, что трубы выдержат гидравлическое давление, величина которого соответствует требованиям стандартов или технических условий на трубы.

11.14 Импульсные газопроводы для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики обвязки газифицируемого оборудования следует предусматривать из стальных труб, приведенных в приложении И, или согласно данным, приведенным в паспортах на оборудование. Допускается применение для этих целей медных труб по ГОСТ 617, а также резиновых рукавов и трубок.

11.15 Соединительные части и детали для систем газоснабжения следует предусматривать из спокойной стали (литые, кованные, штампованные, гнутые или сварные) или из ковкого чугуна, изготовленными в соответствии с государственными и отраслевыми стандартами, приведенными в таблице 28.

Допускается применять соединительные части и детали, изготовленные по чертежам, выполненным проектными организациями с учетом технических требований одного из стандартов на соответствующую соединительную часть или деталь.

Соединительные части и детали систем газоснабжения допускается изготавливать из стальных бесшовных и прямошовных сварных труб или листового проката, металл которых отвечает техническим требованиям, предусмотренным 11.4-11.12 для соответствующего газопровода.

Таблица 28

Соединительные части и детали	Стандарт
1. Из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой	
Угольники	ГОСТ 8946
	ГОСТ 8947
Тройники	ГОСТ 8948
	ГОСТ 8949
Кресты	ГОСТ 8950
	ГОСТ 8951
	ГОСТ 8952
Муфты	ГОСТ 8953
	ГОСТ 8954
	ГОСТ 8955
	ГОСТ 8956
Гайки	ГОСТ 8957
	ГОСТ 8959
соединительные	
Пробки	ГОСТ 8963
2. Стальные с цилиндрической резьбой	
Муфты	ГОСТ 8966
Контргайки	ГОСТ 8968
Сгоны	ГОСТ 8969

3. Стальные приварные

Отводы

ГОСТ 17375

а так же нормативных требований, установленных к отводам гнутым (конструкции и размеры деталей трубопроводов из углеродистой стали сварных и гнутых Ду до 500мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см²)), отводам сварным (конструкции и размеры деталей трубопроводных из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500мм на Ру до 10 Па (100 кгс/см²), отводам сварным секторным, отводам штампосварным R = 1,5 Ду под углом 90 градусов (детали трубопроводов Ду 500-1400 мм сварные из углеродистой стали на Ру меньше или равно 2,5 МПа (25 кгс/см²)).

Переходы

ГОСТ 17378

а так же нормативных требований, установленных к конструкции и размерам переходов сварных (детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см²))

Тройники

ГОСТ 17376

а так же нормативных требований, установленных к тройникам штамповочным (детали трубопроводов Ду 500 - 1400 мм сварные из углеродистой стали на Ру меньше или равно 2,5 МПа (25 кгс/см²)), конструкции и размерам ответвлений (детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые du до 500 мм на ру до 10 мпа (100 кгс/см²)), типам и основным параметрам деталей трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутых Ду до 500 мм на Ру до 10 МПа (100 кгс/см²).

Заглушки

ГОСТ 17379

а так же нормативных требований, установленных к заглушкам эллиптическим (Детали трубопроводов Ду 500 -1400 мм сварные из углеродистой стали на Ру меньше или равно 2,5 МПа (25 кгс/см²)), конструкции и размерам заглушек плоские (детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500мм на Ру до 10 МПа (100кгс/см²), заглушек ребристых (детали трубопроводов из углеродистой стали сварные и гнутые Ду до 500мм на Ру до 10 Мпа(100кгс/см²))

11.16 Стальные гнутые и сварные компенсаторы следует изготавливать из труб, предусмотренных для газопроводов. Отводы, применяемые для изготовления сварных компенсаторов следует принимать по таблице 28.

11.17 Детали резьбовых соединений внутренних и наружных газопроводов могут изготавливаться из водогазопроводных (ГОСТ 3262) или других труб, предусмотренных в приложении И с размерами (толщина стенки, наружный диаметр), обеспечивающими получение резьбы методом нарезки.

11.18 Соединительные части и детали должны быть заводского изготовления. Допускается применение соединительных частей и деталей, изготовленных на базах строительных организаций, при условии контроля всех сварных соединений (для сварных деталей) неразрушающими методами.

11.19 Фланцы, применяемые для присоединения к газопроводам арматуры, оборудования и приборов, должны соответствовать ГОСТ 12820 и ГОСТ 12821.

11.20 Для уплотнения фланцевых соединений применяются прокладки, изготовленные из материалов, приведенных в таблице 29.

Допускается предусматривать прокладки из другого уплотнительного материала, обеспечивающего не меньшую герметичность по сравнению с материалами, приведенными в

таблице 29 (с учетом среды, давления и температуры).

11.21 Для уплотнения резьбовых соединений применяют льняную прядь по ГОСТ 10330, пропитанную свинцовым суриком по ГОСТ 19151, замешанном на олифе по ГОСТ 7931, а также фторопластовые и другие уплотнительные материалы при наличии на них паспорта или сертификата завода-изготовителя, обеспечивающие герметичность соединения.

Таблица 29

Прокладочные листовые материалы для фланцевых соединений (ГОСТ, марка)	Толщина листов, мм	Назначение
Паронит, ГОСТ 481 (марка ПВМ)	1 - 4	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 1,2 МПа и в установках сжиженных газов до 1,6 МПа
Резина маслобензостойкая, ГОСТ 7338	3 - 5	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 0,6 МПа
Алюминий, ГОСТ 13722 или ГОСТ 13726	1 - 4	Для уплотнения соединений деталей, оборудования, установок сжиженных газов и на газопроводах всех давлений, в том числе на газопроводах, транспортирующих сернистый газ
Медь, ГОСТ 495-92 (марка М1, М2)	1 - 4	Для уплотнения соединений деталей, оборудования, установок сжиженных газов и на газопроводах всех давлений, кроме газопроводов, транспортирующих сернистый газ
Примечание: Прокладки из паронита должны соответствовать ГОСТ 15180.		

Полиэтиленовые трубы и соединительные детали

11.22 Для подземных газопроводов применяют трубы из полиэтилена, соответствующие требованиям ГОСТ ПМР ГОСТ Р 50838-2002 и 11.3.

11.23 Соединительные детали (муфты, переходы, отводы, тройники, втулки под фланец, переходы «полиэтилен-сталь» и др.) должны изготавливаться в производственных условиях и применяться в соответствии с требованиями нормативных документов на эти детали и 11.3.

11.24 Разъемные соединения полиэтиленовых труб со стальными трубами, компенсаторами и запорной арматурой предусматривают на втулках под фланец.

Резиновые рукава

11.25 Резиновые рукава, предусматриваемые в проектах газоснабжения, принимаются согласно таблице 30. При выборе рукавов необходимо учитывать стойкость их к транспортируемой среде при минимальной температуре эксплуатации с учетом давления газа.

Таблица 30

Резиновые рукава		Назначение
Нормативный документ	Техническая характеристика	

ГОСТ 18698	Группа Б (1) $P_p = 1,6$ МПа	Присоединение сливных и наливных устройств ГНС
ГОСТ 18698	Группа Б (1) $P_p = 0,6$ МПа	Присоединение к газопроводам низкого давления передвижных газогорелочных устройств и лабораторных горелок, газовых приборов к баллонам сжиженных газов; присоединение к газопроводам давлением до 0,1 МПа приборов КИП и автоматики
ГОСТ 9356	Тип I, II, $P_p = 0,6$ МПа	

11.26 Для сливно-наливных операций могут применяться металлорукава или металлические газопроводы с шарнирными соединениями.

Защитные противокоррозионные материалы

11.27 Материалы и конструкции, применяемые для защиты подземных газопроводов и резервуаров от коррозии, должны соответствовать ГОСТ 9.602.

11.28 Для защиты газопроводов от почвенной коррозии могут применяться грунтовки (типа «Ревит»), битумные мастики, ленты (типа «Полизол», ДТЛ -91 и «Термизол»), покрытия на основе экструдированного полиэтилена «УТИ», покрытие «Полипромсинтез», армирующие и оберточные материалы (типа «Полипласт») и т.п.

11.29 Для защиты от атмосферной коррозии надземных газопроводов и надземных резервуаров СУГ применяют лакокрасочные покрытия (краски, лаки, эмали типа «Полипромсинтез»), выдерживающие изменение температуры наружного воздуха и влияние атмосферных осадков.

11.30 Прокладки и подкладки для изоляции газопроводов от металлических и железобетонных конструкций следует изготавливать из полиэтилена ГОСТ 16338 или других материалов, равноценных ему по диэлектрическим свойствам.

Запорное и регулирующее оборудование, приборы и другие технические изделия

11.31 При выборе запорной арматуры учитывают условия ее эксплуатации по давлению газа согласно данным, приведенным в таблице 31.

Таблица 31

Тип арматуры	Область применения
Краны конусные натяжные	Наружные надземные и внутренние газопроводы низкого давления, в т.ч. паровой фазы СУГ
Краны конусные сальниковые	Наружные и внутренние газопроводы, в т.ч. паровой фазы СУГ давлением до 0,6 МПа включительно
Краны полиэтиленовые	Наружные подземные полиэтиленовые газопроводы давлением до 0,6 МПа включительно
Краны шаровые	Наружные и внутренние газопроводы природного газа, а также паровой и жидкой фазы СУГ давлением до 1,6 МПа включительно
Задвижки	Наружные и внутренние газопроводы природного газа, а также паровой и жидкой фаз СУ Г давлением до 1,6 МПа включительно
Клапаны (вентили)	Наружные и внутренние газопроводы природного газа, а также паровой и жидкой фаз СУГ давлением до 1,6 МПа включительно

11.32 Выбор материала запорной арматуры, устанавливаемой на наружных газопроводах и на внутренних газопроводах в неотопливаемых помещениях, рекомендуется принимать с учетом рабочего давления согласно таблице 32.

Таблица 32

Материал	Давление газа, МПа	Условный проход, мм
	включительно	
Серый чугун	до 0,6	без ограничений
Ковкий чугун	до 1,6	без ограничений
Углеродистая сталь	до 1,6	без ограничений
Сплавы на основе меди	до 1,6	без ограничений

Для СУГ запорная арматура из серого чугуна допускается к применению только на газопроводах паровой фазы низкого давления.

11.33 Запорная арматура должна быть герметична по отношению к внешней среде.

11.34 Выбор условного давления (P_y) и рабочего давления (P_p) запорной арматуры в зависимости от рабочего давления в газопроводе производится в соответствии с таблицей 33.

Таблица 33

Рабочее давление в газопроводе, МПа	Условное давление (P_y) запорной арматуры, МПа, по ГОСТ 356, не менее
Низкое, до 0,005	0,1
Среднее, от 0,005 до 0,300	0,4
Высокое II категории, от 0,300 до 0,600	0,6 (1,0 для арматуры из серого чугуна)
Высокое I категории, от 0,600 до 1,200	1,6
Газопроводы жидкой фазы СУГ	1,6
Газопроводы обвязки надземных резервуаров хранения СУГ и средств транспортировки СУГ (железнодорожные и автомобильные цистерны)	2,5

11.35 Запорную и предохранительную арматуру, устанавливаемую на газопроводах и резервуарах жидкой и паровой фаз, следует принимать изготовленную из стали на давление 1,6 МПа.

В системах газоснабжения СУГ запорная арматура из серого чугуна допускается к применению только на газопроводах паровой фазы низкого давления.

11.36 Запорная арматура в соответствии с ГОСТ 4666 должна иметь маркировку на корпусе и отличительную окраску. Маркировка должна содержать товарный знак завода-изготовителя, условное или рабочее давление, условный проход и указатель направления потока, если это необходимо. Окраска корпуса и крышки запорной арматуры должна соответствовать таблице 34.

Таблица 34

Материал корпуса	Цвет окраски
Серый и ковкий чугун	Черный
Сталь углеродистая	Серый
Сталь коррозионностойкая (нержавеющая)	Голубой
Сталь легированная	Синий
Цветные металлы	Не окрашивается

11.37 Вентили, краны, задвижки и затворы поворотные, предусматриваемые для систем газоснабжения в качестве запорной арматуры (отключающих устройств), должны быть предназначены для углеводородных газов. Герметичность затворов должна соответствовать I классу по ГОСТ 9544.

Допускается применять для систем газоснабжения запорную арматуру общего назначения при условии выполнения дополнительных работ по притирке и испытанию затвора арматуры на герметичность I класса в соответствии с ГОСТ 9544.

При использовании запорной арматуры, предназначенной для жидких и газообразных нефтепродуктов, попутного нефтяного газа, а также для аммиака, пара и воды, уплотнительные материалы затвора и разъемов корпуса должны быть стойкими к транспортируемому газу.

Электрооборудование приводов и других элементов трубопроводной арматуры по требованиям взрывобезопасности следует принимать в соответствии с требованиями ПУЭ.

Краны и поворотные затворы должны иметь ограничители поворота и указатели положения «открыто-закрыто», а задвижки с невыдвижным шпинделем - указатели степени открытия.

11.38 Основные параметры регуляторов давления газа, применяемых в системах газоснабжения, должны соответствовать данным, приведенным в таблице 35.

Таблица 35

Параметр	Значение параметра
Проход условный, мм	Согласно паспортам
Давление, МПа:	
на входе (рабочее)	0,05; 0,30; 0,60; 1,20; 1,60
на выходе	От 0,001 до 1,200

11.39 Конструкция регуляторов давления газа должна соответствовать ГОСТ 11881 (СТ СЭВ 3048) и удовлетворять следующим требованиям:

- зона пропорциональности не должна превышать ± 20 % верхнего предела настройки выходного давления для комбинированных регуляторов и регуляторов баллонных установок и ± 10 % для всех других регуляторов;

- зона нечувствительности не должна быть более 2,5 % верхнего предела настройки выходного давления;

- постоянная времени не должна превышать 60 с.

11.40 Относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые клапаны двухседельных регуляторов допускается не более 0,1 % номинального расхода; для односедельного клапана, герметичность затворов должна соответствовать I классу по ГОСТ 9544.

Допустимая нерегулируемая протечка газа при применении в качестве регулирующих устройств поворотных заслонок не должна превышать 1 % пропускной способности.

11.41 Основные параметры ПЗК, применяемых в ГРП (ГРУ) для прекращения подачи газа к потребителям при недопустимом повышении и понижении контролируемого давления газа, приведены в таблице 36.

Точность срабатывания ПЗК должна составлять ± 5 % заданных величин контролируемого давления для ПЗК, устанавливаемых в ГРП и ± 10 % для ПЗК в шкафных ГРП, ГРУ и комбинированных регуляторах.

Таблица 36

Параметр	Значение параметра
Проход условный, мм	Согласно паспортам
Давление на входе (рабочее), МПа	0,05; 0,30; 0,60; 1,20; 1,60
Диапазон срабатывания при повышении давления, МПа	0,002 ... 0,750
Диапазон срабатывания при понижении давления, МПа	0,0003 ... 0,0300

11.42 Основные параметры ПСК, устанавливаемых в ГРП (ГРУ) и на резервуарах СУГ, приведены в таблице 37.

Таблица 37

Параметр	Значение параметра
Проход условный, мм	Согласно паспортам
Давление перед клапаном (рабочее), МПа	0,001; 0,300; 0,600; 1,000; 2,000
Диапазон срабатывания, МПа	От 0,001 до 2,0

11.43 ПСК должны обеспечивать открытие при превышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 25 %.

Давление, при котором происходит полное закрытие клапана, устанавливается соответствующим стандартом или техническими условиями на изготовление клапанов.

Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия.

На газопроводах низкого давления допускается установка ПСК без приспособления для принудительного открытия.

11.44 Основные параметры фильтров, устанавливаемых в ГРП (ГРУ) для защиты регулирующих и предохранительных устройств от засорения механическими примесями, должны соответствовать данным, приведенным в таблице 38.

Таблица 38

Параметр	Значение параметра
Проход условный, мм	Согласно паспортам
Давление на входе (рабочее), МПа	0,3; 0,6; 1,2
Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра, даПа:	
сетчатого	500
висцинового	500
волосяного	1000

11.45 Фильтры должны иметь штуцера для присоединения к ним дифманометров или других устройств для определения потери давления на фильтре (степени засоренности кассеты).

11.46 Фильтрующие материалы должны обеспечивать необходимую очистку газа, не образовывать с ним химических соединений и не разрушаться от постоянного воздействия газа.

11.47 Для изготовления гнутых и сварных компенсаторов используются трубы, равноценные принятым для соответствующего газопровода (для газопроводов высокого и среднего давлений следует учитывать указания 11.7). Отводы, применяемые для изготовления сварных компенсаторов, должны отвечать требованиям 11.15.

11.48 Применение сальниковых компенсаторов на газопроводах не допускается.

11.49 Изделия для закрепленных газопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, должны соответствовать требованиям СНиП ПМР 34-02-02.

11.50 Материалы и конструкции сосудов (резервуаров, испарителей, автомобильных и

железнодорожных цистерн) для СУГ должны соответствовать требованиям Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, ГОСТ 14249, требованиям, предъявляемым к сосудам и аппаратам под давлением, ГОСТ 9931, ГОСТ 6533, а также отраслевым стандартам или техническим условиям на их изготовление.

11.51 Бытовые газовые плиты должны соответствовать требованиям технических условий на эти приборы.

11.52 Плиты с отводом продуктов сгорания в дымоход должны иметь автоматику, которая обеспечивает прекращение подачи газа к плите при отсутствии необходимого разрежения в дымоходе.

11.53 Для нагрева воды в бытовых условиях следует применять газовые бытовые проточные и емкостные водонагреватели, соответствующие требованиям ГОСТ 19910, ГОСТ 11032 или технических условий.

11.54 Газовые воздушные калориферы и конвекторы, применяемые для отопления зданий, а также помещений цехов промышленных предприятий следует комплектовать автоматикой регулирования и безопасности, обеспечивающей:

- поддержание в отапливаемом помещении заданной температуры или подогрева воздуха до заданной температуры;
- отключение подачи газа к горелкам при недопустимом изменении давления газа, уменьшении разрежения в дымоходе ниже установленной величины, остановке дутьевого вентилятора, подающего воздух через калорифер в помещение и при погасании пламени.

11.55 Промышленные газовые горелки должны соответствовать требованиям ГОСТ 21204.

ГИИ должны соответствовать требованиям ГОСТ 25696.

11.56 Горелки газовые, предназначенные для тепловых установок промышленных и сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера, в том числе установок, переводимых на газ с других видов топлива, должны быть изготовлены по технической документации на их изготовление.

11.57 Выбор КИП производится:

- по параметрам, наблюдение за которыми обеспечивает установление режима эксплуатации, контролируется при помощи показывающих приборов;
- по параметрам, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования, контролируется при помощи регистрирующих и показывающих приборов; допускается не предусматривать регистрирующие приборы при наличии защиты - предохранительных устройств по контролируемым параметрам;
- по параметрам, учет которых необходим для систематического анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов, контролируется при помощи регистрирующих или интегрирующих приборов.

11.58 Класс точности КИП следует принимать в зависимости от конкретного их назначения и особенностей условий эксплуатации объекта, но не ниже класса 2,5.

Для приборов учета потребления газа класс точности устанавливается в соответствии с действующим законодательством.

Дополнительные требования к материалам газопроводов и арматуры в сложных инженерно-геологических условиях

11.59 Для подземных стальных газопроводов в районах с пучинистыми и просадочными грунтами, в районах с сейсмичностью 7 и более баллов и на подрабатываемых территориях не допускается применять трубы из кипящей стали.

Для труб и соединительных деталей полиэтиленовых газопроводов следует принимать коэффициенты запаса прочности:

- в районах с сейсмичностью 7 баллов и более - не менее 3,15;
- в районах с просадочными, пучинистыми, набухающими и водонасыщенными грунтами - не менее 2,8.

11.60 Для подземных газопроводов, проектируемых для районов со среднепучинистыми и сильнопучинистыми грунтами, подрабатываемых территорий и районов с сейсмичностью 7 баллов и более, предусматривается стальная арматура.

Для подземных газопроводов давлением до 0,6 МПа, проектируемых для районов со среднепучинистыми грунтами, допускается применять чугунную запорную арматуру, при этом арматуру следует устанавливать с компенсирующим устройством, допускающим вертикальное перемещение газопровода.

11.61 Для подземных стальных газопроводов, прокладываемых на подрабатываемых территориях и в районах с сейсмичностью 7 баллов и более, толщина стенок труб принимается: для труб диаметром до 80 мм включительно - не менее 3 мм, для труб диаметром 100 мм и более - на 2-3 мм больше расчетной толщины, принятой в соответствии с 11.5.

11.62 Для внутренних и надземных стальных газопроводов, прокладываемых в районах с пучинистыми и просадочными грунтами, в сейсмических районах и на подрабатываемых территориях, требования к трубам и техническим изделиям предъявляются такие же, как для соответствующих газопроводов, сооружаемых в обычных условиях согласно требованиям разделов 4 и 6.

12 Автоматизированные системы контроля и управления технологическими процессами

12.1 Автоматизированная система контроля и управления технологическими процессами (далее - АСКУ ТП) предназначена для обеспечения оперативного дистанционного централизованного контроля и управления параметрами технологического процесса газораспределения и коммерческого учета потребления газа.

12.2 Автоматизированную систему контроля технологическими процессами (далее - АСК ТП) городов, районов необходимо предусматривать при проектировании систем газоснабжения или при их расширении, реконструкции, техническом переоснащении действующих систем с числом объектов, подлежащих контролю более 15 и общим потреблением газа не менее 30000 м³/ч.

12.3 АСКУ ТП городов, районов необходимо предусматривать при проектировании или при расширении, реконструкции, техническом переоснащении действующих систем с числом объектов, подлежащих контролю более 50 и общим потреблением газа не менее 150000 м³/ч.

12.4 Проектные решения должны предусматривать возможность дальнейшей модернизации и развития АСК ТП и АСКУ ТП.

12.5 Внедрение АСК и АСКУ ТП допускается осуществлять по очередям. Выделение очередей проводится по количеству контролируемых объектов к уровню решаемых задач. Первая очередь внедрения АСКУ ТП допускает ее функционирование в режиме централизованного контроля при ограниченном числе контролируемых объектов.

12.6 Структура, функции и технические средства АСК ТП, АСКУ ТП при проектировании систем газоснабжения следует осуществлять в соответствии с требованиями настоящего раздела, ПУЭ и других нормативных документов по проектированию автоматизированных систем.

12.6.1 Внедрение АСК ТП и АСКУ ТП должно обеспечивать бесперебойную и безопасную подачу и использование газа, улучшение технико-экономических показателей в системах газоснабжения, выработку и реализацию оптимальных (рациональных) управляющих воздействий на систему распределения газа в режимах нормального ее функционирования.

12.6.2 АСК ТП и АСКУ ТП должны иметь централизованную структуру, основными элементами которой являются контролируемые пункты (далее - КП) на наружных сетях и сооружениях системы распределения газа и центральный диспетчерский пункт (далее - ЦДП) в аппарате управления газового хозяйства.

При соединении многоуровневой АСКУ ТП в соответствующих подразделениях газового хозяйства должны быть созданы пункты управления (далее - ПУ). Работа ПУ координируется ЦДП. Допускается совмещать ЦДП с одним из ПУ.

На сооружениях, не оснащенных полностью средствами автоматики и требующие для

обслуживания постоянный дежурный персонал, допускается устройство оперативных пунктов (далее - ОП), подчиненных службам ПУ или ЦДЛ.

12.6.3 АСК ТП, АСКУ ТП на ПУ или ЦДЛ реализуются в виде одного или нескольких автоматизированных рабочих мест (далее - АРМ), связанных между собой локальной вычислительной сетью (далее - ЛВС).

Распределение автоматизированных функций по АРМ осуществляется в соответствии с должностными инструкциями персонала.

Основными критериями при выборе объекта размещения КП должны быть требования техники безопасности, перспектива развития системы газоснабжения, его влияние на функционирование системы в целом.

12.6.4 АСК ТП, АСКУ ТП должны включать следующие газорегулирующие сооружения (далее - ГС):

- ГРС, связывающие магистральный газопровод с городской (региональной) системой газораспределения, при соответствующем согласовании с организацией, эксплуатирующей магистральные газопроводы (допускается устанавливать узел замера расхода газа вне территории ГРС для газоснабжаемого населенного пункта);

- ГРП, обеспечивающие редуцирование давления газа в сетях высокого и среднего давлений;

- ГРП, питающие тупиковые сети низкого давления со среднечасовым потреблением газа более 1000 м³/ч;

- ГРП потребителей с расчетным расходом газа более 1000м³/ч, имеющие особые режимы газоснабжения или резервное топливное хозяйство;

- ГРП, питающие закольцованные сети низкого давления, а также ГРП или замерные пункты потребителей, выбор которых производится в зависимости от особенностей схемы газораспределения.

Количество потребителей, включенных АСКУ ТП, должно обеспечивать контроль не менее 80 % объема газа, потребляемого городом (регионом) с учетом сезонных колебаний потребления.

12.6.5 Проектируемая АСК ТП на газораспределительных сетях и сооружениях должна содержать функциональные подсистемы информационного характера, реализующие комплекс задач, приведенные в таблице 39.

12.6.6 Проектируемая система АСКУ ТП, содержащая более 50 объектов, обслуживающая город (регион), должна быть оснащена, помимо функциональных подсистем информационного характера (таблица 39), другими функциональными подсистемами, реализующие комплексы задач, приведенные в таблице 40.

Таблица 39

Наименование функциональной подсистемы АСКУ ТП	Комплекс задач	Периодичность решения
Оперативный контроль технологического процесса распределения газа	1 Периодическое измерение, контроль и обработка технологических параметров	Один раз в час, назначенный диспетчером, но не реже 1 раза в 2 часа
	2 Измерение, контроль и обработка технологической информации КП по инициативе диспетчерского персонала	По инициативе диспетчерского персонала
Оперативный контроль состояния технологического оборудования	1 Периодический контроль и обработка показателей состояния технологического оборудования на КП	Один раз в час
	2 Контроль и обработка показателей	По инициативе диспетчерского

	состояния технологического оборудования по инициативе диспетчерского персонала	персонала
Примечание. В случае обоснованного решения для особо важных объектов возможно предусматривать передачу параметров по инициативе КП (спорадическая передача)		

Таблица 40

Наименование функциональной подсистемы АСКУ ТП	Комплекс задач	Периодичность решения
Расчет технико-экономических показателей технологического процесса газораспределения	1 Оперативный учет поступления газа в город (регион)	Один раз в 2 часа
	2 Оперативный учет расхода газа потребителями	
	3 Оперативный контроль выполнения плановых поставок газа поставщиком	- " -
	4 Оперативный контроль выполнения плановых расходов газа потребителем	- " -
	5 Оперативный баланс поступления газа в город (регион) и расхода газа потребителями	Один раз в сутки
Прогнозирование технологического процесса газораспределения	1 Прогнозирование потребности подачи газа в город (регион)	Один раз в сутки
	2 Прогнозирование процессов расхода газа крупными предприятиями (ТЭЦ, РТС, пром-предприятия)	Тоже
	3 Прогнозирование суточного баланса поступления газа: в город (регион) и расхода газа потребителями	- " -
Анализ технологического процесса распределения газа в сетях низкого, среднего и высокого давлений	1 Анализ функционирования газовых сетей на основе гидравлической модели процесса распределения газа (фрагмент газовой сети, район, регион) и электронной схемы газовых сетей, привязанной к карте города (региона) *)	Один раз за 6 часов
	2 Анализ функционирования газовых сетей при локализации аварийных ситуаций, проведении планового ремонта (участков, районов газовой сети на основе гидравлической модели и электронной схемы газовых сетей, привязанной к карте города (региона)) ⁰	При необходимости в соответствии с расчетами

Наименование функциональной подсистемы АСКУ ТП	Комплекс задач	Периодичность решения
<p>Выработка рекомендаций по оперативному управлению технологическим процессом газораспределения (сети высокого, среднего и низкого давлений) **) формирование и передача управляющих воздействий</p>	<p>1 Прогнозирование параметров функционирования газовой сети 2 Формирование и выдача рекомендаций диспетчерскому персоналу по управлению технологическим процессом газораспределения</p> <p>1 Выдача команд на сокращение или увеличение потребления газа 2 Выдача команд на принудительное сокращение подачи газа потребителям, превышающим установленные лимиты 3 Дистанционная настройка регуляторов ГРП, перераспределяющих потоки в системе газораспределения 4 Дистанционная настройка регуляторов на источниках газоснабжения различных ступеней системы газораспределения 5 Дистанционное управление отключающими устройствами</p>	<p>Один раз в сутки</p> <p>При необходимости в соответствии с расчетами</p> <p>При необходимости в соответствии с расчетами Тоже</p> <p>- “ -</p> <p>- “ -</p> <p>- “ -</p>
<p>Управление эксплуатацией газовых сетей</p> <p>Автоматизированный контроль функционирования комплекса технических средств АСКУ ТП Связь АСКУ ТП с организационно-экономическими АСУ различного назначения</p>	<p>1 Статистический учет повреждений газовой сети 2 Ведение эксплуатационных паспортов участков газовой сети 3 Анализ состояния газопроводов и технологического оборудования газовой сети</p> <p>1 Контроль состояния датчикового оборудования 2 Контроль состояния функциональных блоков КП, ППУ 3 Контроль состояния линий связи</p> <p>1 Информационный канал связи с отраслевыми системами 2 Информационный канал связи с ЦДП общегородских (региональных) систем управления</p>	<p>По мере проведения работ на газовых сетях Тоже</p> <p>По мере накопления информации Один раз в час по отказам; по вызову Тоже</p> <p>По мере подготовки информации По мере подготовки информации</p>
*) - при наличии электронной карты (схемы) города (региона);		

Наименование функциональной подсистемы АСКУ ТП	Комплекс задач	Периодичность решения
**) - комплекс задач по п.5 в АСКУ ТП является рекомендуемым.		

12.6.7 Для реализации функциональных подсистем АСК ТП, АСКУ ТП, приведенных в таблицах, комплекс средств автоматизации (далее - КСА) уровня газорегулирующих сооружений должен обеспечить выполнение следующих функций:

- а) измерение физических значений следующих параметров функционирования ГС:
- давления газа на каждом входе ГС (измеряется, если замерный узел расхода газа установлен после узла редуцирования давления газа);
 - давления газа перед каждым замерным узлом расхода газа;
 - перепада давления газа на каждом сужающем устройстве замерного узла расхода газа или физический объем газа по каждому замерному узлу расхода газа (при применении счетчиков расхода газа);
 - температуры газа по каждому замерному узлу;
 - давления газа на каждом выходе ГС;
- б) сравнение измеренных значений параметров функционирования ГС с заданными минимальными и максимальными их значениями, фиксация и запоминание значений отклонений;
- в) контроль следующих параметров состояния технологического оборудования ГС:
- засоренность фильтра (норма/выше нормы/ авария);
 - состояние ПЗК (закрыт/открыт);
 - загазованность помещения ГС (норма/выше нормы/);
 - температура воздуха в помещении ГС (норма/выше нормы/ниже нормы);
 - состояние дверей в технологическом и приборном помещениях (открыты /закрыты);
 - признак санкционирования, доступа в помещение (свой/чужой);
 - контроль за работой средств электрохимзащиты (напряжение, ток);
- г) контроль отклонений параметров состояния технологического оборудования от установленных значений, фиксация и запоминание отклонений;
- д) вычисление мгновенных и интегральных значений расхода газа через каждый замерный узел (далее - ЗУ) ГС, приведенных к нормальным условиям, в соответствии с:
- РД 50-213;
 - нормативными документами на измерение расхода газа, применяемыми счетчиками расхода газа;
- е) расчет коммерческих объемов газа по каждому замерному узлу за следующий период суммирования:
- час;
 - сутки;
 - месяц;
- ж) ввод и хранение следующих нормативно-справочных данных:
- код (номер) замерного узла, название и код автоматизированного ГС;
 - пароль доступа к техническим или программным средствам;
 - текущее время;
 - дата (год, месяц, число);
 - плотность газа в нормальных условиях;
 - плотность газа на текущие сутки;
 - диаметр измерительного трубопровода;
 - диаметр отверстия диафрагмы;
 - тип устройства отбора давления;
 - тип счетчика расхода газа;

- барометрическое давление;
- диапазоны измерения датчиков давления;
- диапазоны измерения датчиков температуры;
- диапазоны измерения датчиков перепада давления (при применении сужающих устройств) или физического объема газа (при применении счетчиков);
 - величины наименьшего перепада давлений, при которых прекращается вычисление расхода газа (при применении сужающих устройств);
 - величины максимального перепада давления, при которых происходит переключение диапазонов датчиков перепада давления (при применении сужающих устройств);
- к) автоматическое фиксирование во времени и запоминание технологических параметров функционирования ГС при следующих нештатных ситуациях:
 - изменение введенных в функциональный блок данных, влияющих на результаты вычисления расхода газа;
 - поочередное переключение датчиков перепада давления, давления и температуры на режим калибровки;
 - переключение датчиков перепада давления, давления и температуры в рабочий режим;
 - замена текущих показаний датчиков перепада давления, давления и температуры константой;
 - отклонение перепада давления за пределы рабочего диапазона датчиков перепада давления (для сужающего устройства);
 - отклонение давления и температуры газа за пределы установленных значений;
 - изменение состояния датчиков контроля технологического оборудования;
 - отказ датчиков перепада давления или счетчиков расхода газа, датчиков давления и температуры газа;
 - неисправность датчиков контроля состояния технологического оборудования;
 - отклонение напряжения электропитания за допустимые значения;
 - отсутствие сетевого электропитания;
- л) комплекс средств автоматизации ГС должен запоминать и передавать по каждому ЗУ ГС информацию, необходимую для составления на верхнем уровне системы следующих видов отчетов: месячный, суточный, периодический, оперативный.

Каждый вид отчета должен содержать:

- название (код) КП;
- код (номер) ЗУ КП;
- дату и время составления отчета;
- значение всех введенных оператором констант и время их введения.

В месячном отчете должны представляться значения параметров потока газа за каждые сутки за последний контрактный месяц. Отчет должен содержать следующие данные:

- дату (число, месяц, год);
- объем газ при нормальных условиях за каждые сутки, м³;
- суммарный объем газа при нормальных условиях за отчетный период, м³;
- средний суточный расход, м³/ч;
- среднее суточное значение перепада давления, кг/см² (для диафрагм);
- среднее суточное значение давления на входе ЗУ, кг/см²;
- среднее суточное значение температуры газа, °С ;
- изменение данных, которые могут повлиять на результаты расчета, и время их введения;
- нештатные ситуации и время их возникновения.

В суточном отчете должны быть представлены параметры потока газа за каждый час прошедших суток. Отчет должен содержать следующие данные:

- дату (число, месяц, год);
- время (часы, минуты);
- объем газа при нормальных условиях за каждый час, м³;
- суммарный объем газа при нормальных условиях за сутки, м³;
- среднее часовое значение перепада давления, кг/см² (для диафрагм); среднее часовое значение

давления на входе ЗУ, кг/см²; среднее часовое значение температуры газа, °С;

- изменение данных, которые могут повлиять на результаты расчета и время их введения;
- нештатные ситуации и время их возникновения. Периодический отчет должен содержать:
- время (начало часа);
- средний расход газа за час, м³/час;
- средний перепад давления за час (для сужающих устройств);
- среднее статистическое давление на ЗУ за час;
- среднюю температуру газа за час;
- записи о вмешательстве оператора и нештатных ситуациях.

Блок оперативной информации должен содержать полученные в результате последнего расчета, предшествующего сигналу запроса (опроса) следующие данные:

- текущее время (время опроса);
- давление газа на каждом ЗУ, кг/см²;
- температура газа на каждом ЗУ, °С;
- мгновенный расход газа на каждом ЗУ, м³/час;
- интегральный расход газа на каждом ЗУ, м³/час;
- записи о нештатных ситуациях и вмешательствах оператора.

Блок мгновенной информации должен содержать следующие данные, полученные в результате последнего расчета, предшествующего сигналу запроса (опроса):

- текущее время (время опроса);
- давление газа на каждом входе ГС, кг/см²;
- давление газа на каждом выходе ГС (для сетевых ГРС, ГРП), кг/см²;
- данные о состоянии технологического оборудования;
- перепад давления на фильтре.

12.6.8 Информация о расходе газа объектами газопотребления, контролируемыми АСК ТП, АСКУ ТП, и информация об объеме газа, поступающем в систему газораспределения города (региона) через ГРС магистральных газопроводов, должна быть пригодна для коммерческих расчетов за поставленный газ по действующим нормативным документам.

12.6.9 Регулирование параметров технологического процесса газораспределения в АСКУ ТП должно производиться по командным сигналам с ЦЦП путем воздействия на управляющие и исполнительные устройства (отключающие устройства, регуляторы давления), установленные на газовых объектах системы газораспределения.

В качестве отключающих устройств должны применяться дистанционно управляемые задвижки или предохранительные клапаны, а для управления настройкой регуляторов давления газа - переключаемые или плавно настраиваемые регуляторы управления, при этом на ГРП низкого давления настройка должна осуществляться с установкой не менее трех уровней выходного давления.

12.6.10 Проектирование и строительство АСКУ ТП рекомендуется производить по очередям.

Первая очередь внедрения АСКУ ТП должна предусматривать функционирование системы в информационном режиме централизованного контроля при ограниченном числе контролируемых объектов.

12.6.11 КСА, устанавливаемые на ГС, должны иметь степень защиты от воздействия окружающей среды - IP54

12.6.12 КСА, устанавливаемые на ГС, должны быть рассчитаны на эксплуатацию во взрывоопасных зонах помещений классов В-1а, В-1г (ПУЭ), где возможно образование взрывоопасных смесей категорий 11 А, 11В групп Т1-Т3.

12.6.13 По устойчивости к воздействию климатических факторов КСА, устанавливаемый на ЦДЛ, должен соответствовать второй группе, а КСА, устанавливаемые на ГС, третьей группе для средств вычислительной техники.

12.6.14 ЦДП следует размещать в помещениях, обеспечивающих оптимальные условия эксплуатации аппаратуры и комфортные условия работы диспетчерского персонала.

При проектировании строительной части ЦДЛ (ПУ) следует руководствоваться требованиями

СНиП ПМР 21-02-02, СП ПМР 31-102-02.

12.6.15 КП, оборудуемые на ГРС, ГРП (ГРУ) и замерных пунктах систем газораспределения, должны иметь:

- контур заземления в соответствии с ПУЭ;
- отопительную систему, поддерживающую температуру в помещениях не ниже 5 °С;
- телефонный ввод в аппаратное помещение (при наличии радиотелефона не обязательно).

Для размещения аппаратуры АСКУ ТП на КП допускается устройство отдельного (аппаратного) помещения, которое, кроме указанных выше требований к обустройству КП, должно:

- примыкать к технологическому помещению КП;
- иметь отдельный вход;
- иметь площадь не менее 4 м².

13 Оценка воздействий на окружающую природную среду

13.1 При разработке этого раздела необходимо руководствоваться требованиями СНиП ПМР 11-01-2010.

13.2 В разделе необходимо дать оценку вредных воздействий, которые возможны в процессе строительства и эксплуатации проектируемых объектов на окружающую среду с указанием конкретных вредных воздействий (нарушение плодородного слоя земли, вредные выбросы в воздух, в водоемы, в землю, нарушение естественных и искусственных водных и других преград, гидротехнических сооружений, которые могут вызвать отрицательные воздействия на окружающую среду и т.п.) и указать перечень мероприятий по недопущению возникновения этих последствий.

В сметах на строительство необходимо предусматривать средства на осуществление указанных мероприятий и на полное их восстановление до первоначального состояния.

13.3 При выборе вариантов трассировки газопроводов и размещения площадок под сооружения, кроме технико-экономических показателей следует учитывать степень отрицательного воздействия газопроводов и сооружений на окружающую среду как на период строительства, так и на период эксплуатации, отдавая предпочтение решениям, при которых эти воздействия будут минимальными.

При сравнении вариантов, следует учитывать ценность занимаемых земель, а также затраты на приведение временно отводимых для нужд строительства площадей в состояние, пригодное для использования их в народном хозяйстве.

13.4 Направление трасс межпоселковых газопроводов, размещение площадок ГРП, ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП, ПСБ и других сооружений необходимо предусматривать преимущественно, на землях, непригодных для сельскохозяйственных работ или на малопродуктивных угодьях, на пастбищах. Газопроводы следует проектировать вдоль автодорог, по полевым постоянным дорогам, вдоль лесополос, по просекам, по границам полей севооборота (с минимальным их пересечением), в обход полей, имеющих дренажные системы.

Во всех случаях по трассам газопроводов необходимо предусматривать рекультивацию плодородного слоя почвы, восстановление нарушенных зеленых насаждений и других видов благоустройства.

Рекультивация земель должна осуществляться в процессе строительства в соответствии с проектом.

В проекте рекультивации земель в соответствии с условиями предоставления земельных участков во временное пользование и с учетом местных природно-климатических особенностей должны быть определены:

- площади (на трассе газопровода ширина полосы), на которых необходимо проведение технической и биологической рекультивации;
- глубина снимаемого плодородного слоя;
- место расположения отвала для временного хранения плодородного слоя;

- объемы и способы вывозки лишнего минерального грунта после засыпки траншей и котлованов.

Допускается не снимать плодородный слой:

- при толщине плодородного слоя менее 10 см. В этом случае выполняется только биологическая рекультивация, предусматривающая внесение удобрений в наружный почвенный слой и возделывание на рекультивируемой полосе почвоулучшающих культур;

- на болотах, заболоченных и обводненных землях;

- на почвах с низким плодородием в соответствии с ГОСТ 17.5.3.05, ГОСТ 17.4.3.02 и ГОСТ 17.5.3.06;

- при разработке траншей шириной по верху до 1 м включительно;

- если рельеф местности не позволяет его снять;

- на участках с выходом на поверхность скальных обнажений, валунов, крупных (выше 0,5 м) камней.

13.5 На площадках под сооружения необходимо предусматривать снятие плодородного слоя грунта и перемещение его в отвал для последующего использования при рекультивации или повышения плодородия малопродуктивных угодий.

13.6 При подземной и наземной (в насыпи) прокладке газопроводов необходимо предусматривать противоэрозионные мероприятия с максимальным использованием местных материалов, а при пересечении подземными газопроводами крутых склонов, промоин, оросительных каналов и кюветов в местах пересечений предусматривать перемычки, предотвращающие попадание в траншеи воды и распространение ее вдоль газопровода.

13.7 При прокладке подземных газопроводов в земляных насыпях, на пересечениях балок, оврагов и ручьев следует предусматривать устройство водопропускных сооружений (лотков, труб и т.п.), способных пропустить расход паводка с вероятностью повторения один раз в 50 лет.

13.8 Запрещается использовать плодородный слой почвы для устройства перемычек и других постоянных и временных сооружений.

13.9 Запрещается сливать в реки, озера и другие водоемы воду, вытесненную из газопровода после испытания, без предварительной ее очистки.

13.10 Крепление незатопляемых берегов рек в местах пересечения подземными газопроводами следует предусматривать до отметки, возвышающейся не менее, чем на 0,5 м над расчетным паводковым горизонтом повторяемостью один раз в 50 лет и на 0,5 м - над высотой вкатывания волн на откос.

На затопляемых берегах кроме откосной части должна укрепляться пойменная часть на участке, прилегающем к откосу, длиной 1 - 5 м.

Ширина укрепляемой полосы берега определяется проектом в зависимости от геологических и гидрологических условий..

13.11 Строительство объектов газоснабжения должно проводиться с соблюдением требований природоохранительного законодательства и обеспечивать эффективную защиту окружающей среды от загрязнения и повреждения, а в случае нарушения элементов окружающей среды - полного восстановления их до первоначального состояния.

СТРОИТЕЛЬСТВО

14 Общие положения

14.1 При строительстве систем газоснабжения кроме требований рабочих проектов (далее - проектов) и настоящих норм, следует соблюдать требования СНиП ПМР 12-02-02, СНиП ПМР 12-05-02, СНиП ПМР 32-14-02, СНиП ПМР 12-01-2008, Правил безопасности газовом хозяйстве, Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, и правил пожарной безопасности.

14.2 Монтаж и испытания временных газопроводов и газового оборудования следует выполнять в соответствии с проектом и требованиями настоящих Норм.

14.3 Трубы, соединительные детали, сварочные и изоляционные материалы, применяемые в соответствии с проектом, должны иметь сертификаты, паспорта или другие документы заводов-изготовителей (или их заверенные копии), удостоверяющие их качество.

Оборудование, арматура диаметром более 100 мм, узлы, соединительные детали и изолирующие фланцы должны иметь технические паспорта заводов-изготовителей, центрально-заготовительных мастерских (далее - ЦЗМ) или центрально-заготовительных заводов (далее - ЦЗЗ) строительного-монтажных организаций.

На изоляционные покрытия, выполненные в условиях ЦЗМ или ЦЗЗ, должен составляться технический паспорт (акт), в котором указывается: дата выполнения изоляционных работ, тип изоляционного покрытия и результаты контроля его качества.

14.4 К выполнению работ по сварке стальных и полиэтиленовых газопроводов допускаются лица, имеющие соответствующие удостоверения на право производства сварочных работ. Каждому сварщику приказом по строительной-монтажной организации должен быть присвоен номер (клеймо)

При сварке стальных труб:

- клеймо должно проставляться сварщиком наплавкой или выбиваться на поверхности трубы на расстоянии 50-100 мм от сваренного им стыка на газопроводе со стороны, доступной для осмотра;
- при сварке труб условным диаметром более 400 мм двумя сварщиками каждый из них должен проставить (наплавить или выбить) по номеру (клейму) на границе своих участков.

При сварке полиэтиленовых труб:

- нагретым инструментом стык клеймо наносится холодным маркером и на горячем расплаве свариваемого грата;
- нагретым инструментом впасть и терморезисторной сваркой клеймо наносится нагретым маркером на поверхности соединительной детали.

14.5 На законченные строительством подземные и надземные газопроводы, газовые вводы, внутридомовое и внутрицеховое газооборудование, ГРП и ГРУ, а также резервуарные установки СУГ следует составлять строительные паспорта по формам приложений П, Р, С, Т и исполнительно-техническую документацию (далее - ИТД) в объеме выполняемых работ.

При строительстве подземных газопроводов протяженностью более 100 м и резервуаров СУГ следует составлять журналы производства работ.

15 Земляные работы

15.1 Земляные и буровзрывные работы по рытью траншей и котлованов должны производиться после разбивки трассы газопроводов, определения границ разработки траншей или котлованов и установки указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций и выполняться в соответствии с требованиями настоящих норм, СНиП ПМР 50-04-02 и СНиП ПМР 32-14-02.

15.2 Вскрытие инженерных коммуникаций, пересекаемых трубопроводами, должно производиться в присутствии представителей заинтересованных организаций, при этом должны приниматься меры по предохранению вскрытых коммуникаций от повреждений, а в зимних

условиях - и от промерзания.

15.3 Ширина траншей для газопроводов (стальных и полиэтиленовых) принимается:

- при прокладке газопроводов диаметром до 700 мм отдельными трубами или сваренных в плети ширина траншеи по постели должна быть $(D+0,3)$ м, но не менее 0,7 м, диаметром более 700 мм - $1,5D$, м;

- при прокладке труб без сварных соединений или сваренных в плети и разработке траншей траншейными экскаваторами (роторным, цепным, фрезерным) ширина траншеи должна быть для труб диаметром до 110 мм не менее $(D+0,2)$ м, для труб диаметром более 110 мм - не менее $(D+0,3)$ м;

- при бестраншейном трубозаглублении (полиэтиленовых труб малых диаметров без сварных соединений) ширина траншеи принимается равной ширине рабочего органа (щелереза).

Для сварки газопроводов (отдельных труб или плетей) в траншеях следует предусматривать приямки.

Размеры приямков для всех диаметров следует принимать, м:

- для стальных газопроводов - длина 1,0, ширина $D+1,2$, глубина на 0,7 ниже дна траншеи;

- для полиэтиленовых газопроводов - длина 0,6, ширина $D+0,5$, глубина на 0,2 ниже дна траншеи.

15.4 Ширина вскрытия полосы дорог и городских проездов для устройства траншей принимается при бетонном покрытии или асфальтовом покрытии по бетонному основанию на 10 см больше ширины траншеи с каждой стороны, с учетом крепления, при других конструкциях дорожных покрытий - на 25 см; при дорожных покрытиях из сборных железобетонных плит ширина вскрытия должна быть кратной размерам плит.

15.5 Глубина траншеи устанавливается проектом в соответствии с требованиями раздела 4.

15.6 Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по прокладке газопроводов.

Переборы грунта ниже проектных отметок при рытье траншей не допускаются.

Отдельные места случайных переборов должны быть подсыпаны до проектных отметок песчаным грунтом или местным грунтом без органических примесей с тщательным послойным его уплотнением. Такая же подсыпка должна делаться в местах удаления крупных камней, старых фундаментов и других предметов.

15.7 Приямки для сварки неповоротных стыков, а также котлованы для установки конденсатосборников, гидрозатворов и других устройств на газопроводах должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

15.8 Водоотлив из траншей при прокладке газопроводов должен производиться без нарушения естественной структуры грунта основания и не допускать осадки и размыва прилегающей поверхности земли и сооружений, расположенных вблизи трассы газопроводов.

При наличии в основании траншеи для газопроводов поверхностного разжиженного слоя грунта его следует удалить и заменить сухим грунтом или искусственным основанием.

15.9 При укладке газопроводов в скальных, валунных грунтах или грунтах, содержащих крупный щебень, гравий и другие твердые включения, в грунтах с включением строительного мусора, под газопроводом необходимо устраивать основание из песчаного или глинистого грунта толщиной не менее 10 см (над выступающими неровностями основания). Засыпку газопроводов на высоту не менее 20 см над верхней образующей трубы следует производить таким же грунтом, что и для основания.

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

15.10 Засыпка траншей и приямков на полную глубину должна производиться после присыпки и испытания газопроводов на прочность. При этом должны приниматься меры, исключающие возможность повреждения изоляции и смещения газопроводов засыпаемым грунтом.

15.11 Грунт оснований траншей и котлованов, разрабатываемых в зимнее время, необходимо предохранять от промерзания (за исключением сухих песчаных, супесчаных и гравийных грунтов, а также скальных пород) путем недобора грунта или укрытия его утеплителем. Зачистка дна оснований производится непосредственно перед укладкой газопровода. Обратная засыпка производится немедленно после укладки газопровода талым грунтом, исключая повреждение защитного покрытия.

15.12 Траншеи и котлованы на участках пересечения с существующими дорогами, улицами, проездами, площадями населенных пунктов и промышленных площадок, имеющих покрытия усовершенствованного типа, должны засыпаться на всю глубину песчаным, галечниковым, гравийным грунтом, отсевом щебня или другим аналогичным малосжимаемым материалом.

15.13 При засыпке траншеи галечником, гравием, щебнем или отсевом щебня, для сохранения изоляционного покрытия газопровода, его необходимо засыпать песчаным грунтом на высоту не менее 20 см над верхней образующей трубы.

15.14 При выполнении работ с применением машин в охранных зонах воздушных ЛЭП необходимо выполнять требования ГОСТ 12.1.013.

16 Сборка и сварка газопроводов из стальных труб

16.1 Для соединения труб следует применять дуговую (ручную, автоматическую под флюсом) и газовую сварку, стыковую контактную сварку оплавлением и пайку газопроводов.

Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений стальных газопроводов должны соответствовать требованиям ГОСТ 16037 и требованиям настоящего раздела. Для подземных газопроводов применяются только стыковые и угловые соединения.

Конструктивные размеры разделки кромок при соединении труб и деталей одинакового наружного диаметра с разной толщиной стенок должны соответствовать требованиям СНиП ПМР 34-06-02.

Допускаемое смещение кромок свариваемых труб не должно превышать величины $(0,15-S + 0,5)$ мм, где S - наименьшая из толщин стенок свариваемых труб, мм.

При стыковании труб должна быть обеспечена их прямолинейность. Допустимое отклонение от прямолинейности, измеренное на расстоянии 200 мм по обе стороны от стыка, не должно превышать 0,5 мм.

Стыковая контактная сварка оплавлением и пайка газопроводов, а также контроль качества этих работ производятся в соответствии с требованиями, предъявляемыми при строительстве магистральных и промысловых трубопроводов, а так же к сварке стальных газопроводов.

16.2 Применение сварочных материалов (электродов, сварочной проволоки или флюсов) допускается только при наличии сертификатов заводов-изготовителей или заверенных копий.

Перед применением сварочные материалы следует проверить внешним осмотром на их соответствие требованиям ГОСТ 9466, ГОСТ 2246 или технических условий. При обнаружении дефектов (обсыпка защитной обмазки электродов и их увлажнение, коррозия сварочной проволоки) применение этих материалов не допускается.

16.3 Перед допуском сварщика к работе по сварке газопроводов он должен производить сварку допусковых (пробных) стыков в следующих случаях:

- если сварщик впервые приступает к сварке газопровода или имел перерыв в работе по сварке более календарного месяца;
- если сваривают трубы, изготовленные из марок стали, отличающихся от ранее свариваемых данным сварщиком своими свойствами по свариваемости;
- если применяют новые для данного сварщика марки сварочных материалов (электродов, сварочной проволоки, флюсов);
- если изменена технология сварки.

Допускные стыки свариваются также для проверки качества сварочных материалов:

- при нарушении условий хранения или по истечении паспортного срока хранения сварочных материалов;
- при обнаружении дефектов сварочных материалов при внешнем осмотре - увлажнении электродов, обсыпке электродов (не более чем на 10-15 % поверхности), незначительной коррозии сварочной проволоки.

В этих случаях допусковые стыки свариваются после устранения дефектов (просушки электродов, очистки проволоки).

16.4 Контроль допускового стыка осуществляется:

- внешним осмотром на соответствие требованиям ГОСТ 16037;
- радиографическим методом по ГОСТ 7212;
- механическими испытаниями по ГОСТ 6996 и соответствии с требованиями настоящего раздела.

16.5 При неудовлетворительных результатах контроля допускового стыка:

- внешним осмотром - стык бракуется и дальнейшему контролю не подлежит;
- физическими методами или механическими испытаниями - проверку следует повторить на удвоенном числе стыков.

В случае получения неудовлетворительного результата хотя бы на одном стыке при проверке качества сварочных материалов следует браковать всю партию этих материалов, а при проверке

квалификации сварщика - он должен пройти дополнительную практику по сварке, после чего сварить новый допускной стык, подлежащий испытаниям в соответствии с вышеприведенными требованиями.

16.6 Перед сборкой стальных труб под сварку необходимо:

- очистить их внутреннюю полость от возможных засорений (грунта, льда, снега, воды, строительного мусора, отдельных предметов и др.);
- проверить геометрические размеры разделки кромок, выправить плавные вмятины на концах труб глубиной до 3,5 % наружного диаметра трубы;
- очистить до чистого металла кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб на ширину не менее 10 мм.

Концы труб, имеющие трещины, надрывы, забоины, задиры фасок глубиной более 5 мм, следует обрезать.

При температуре воздуха ниже минус 5 °С правка концов труб без их подогрева не допускается.

16.7 Сборка труб под сварку выполняется на инвентарных подкладках с применением центраторов и других приспособлений.

Для закрепления труб в зафиксированном под сварку положении электродами, применяемыми для сварки корневого шва стыка, следует выполнять равномерно расположенные по периметру стыку прихватки в количестве: для труб диаметром до 80 мм включительно - 2 шт., более 80 мм до 150 мм включительно - 3 шт., более 150 мм до 300 мм включительно - 4 шт, более 300 мм - через каждые 250 мм.

Высота прихватки должна составлять 1/3 толщины стенки трубы, но не менее 2 мм. Длина каждой прихватки должна составлять 20-30 мм - при диаметре стыкуемых труб до 50 мм включительно; 50-60 мм - при диаметре стыкуемых труб более 50 мм.

Прихватки должны выполняться сварщиками той же квалификации, которые выполняют основной шов.

16.8 Ручная дуговая сварка неповоротных и поворотных стыков труб при толщине стенок до 6 мм выполняется не менее чем в два слоя, а при толщине стенок более 6 мм - не менее чем в три слоя. Каждый слой шва перед наложением последующего должен быть тщательно очищен от шлака и брызг металла.

Газовая сварка допускается для газопроводов условным диаметром не более 150 мм с толщиной стенок до 5 мм включительно со скосом кромок, с толщиной стенок до 3 мм включительно - без скоса кромок. Газовую сварку следует производить в один слой.

Стыки газопроводов диаметром 920 мм и более, свариваемые без остающегося кольца, должны быть выполнены с подваркой корня шва внутри трубы.

16.9 Автоматическая дуговая сварка под флюсом выполняется по первому слою, сваренному ручной дуговой сваркой (теми же электродами, которыми прихватывались стыки), или полуавтоматической (автоматической) сваркой в среде углекислого газа.

16.10 Длина ввариваемой в линейную часть подземного газопровода монтажной «катушки» должна быть не менее 200 мм.

16.11 Сборка под сварку труб с односторонним продольным или спиральным швом производится со смещением швов в местах стыковки труб не менее чем на, мм:

- для труб диаметром до 50 мм -15;
- для труб диаметром от 50 до 100 мм - 50;
- для труб диаметром более 100 мм -100.

При сборке под сварку труб, у которых заводские швы (продольный или спиральный) сварены с двух сторон, допускается не производить смещение швов при условии проверки места пересечения швов физическими методами.

16.12 Приварка патрубков ответвлений в местах расположения поперечных (кольцевых) сварных швов основного газопровода не допускается. Расстояние между поперечным швом газопровода и швом приварки к нему патрубка должно быть не менее 100 мм.

На внутренних газопроводах, а также в ГРП и ГРУ при врезках ответвлений диаметром до 50 мм (в том числе импульсных линий) расстояние от швов ввариваемых штуцеров до кольцевых

швов основного газопровода должно быть не менее 50 мм.

16.13 Сварочные работы на открытом воздухе во время дождя, снегопада, тумана и при ветре скоростью более 10 м/с можно выполнять только при обеспечении защиты места сварки от влаги и ветра.

16.14 Необходимость предварительного подогрева стыков следует определять в зависимости от марки стали свариваемых труб, подразделяющихся на следующие группы:

- I - трубы из спокойных (сп) и полуспокойных (пс) сталей марок Ст1, Ст2, Ст3, Ст4 по ГОСТ 380 марок 08, 10, 15 и 20 по ГОСТ 1050;
- II - трубы из кипящих (кп) сталей марок Ст1, Ст2, Ст3, Ст4 по ГОСТ 380;
- III - трубы из сталей повышенной прочности марок 09Г2С и 17ГС, 14ХГС и др. по ГОСТ 19281; марки 10Г2 по ГОСТ 4543.

Предварительный подогрев стыков следует производить при сварке труб с толщиной стенки от 5 до 10 мм включительно электродами с рутиловым или целлюлозным покрытием при температуре наружного воздуха ниже минус 20° С - для труб I и II группы; ниже минус 10° С - для труб III группы. Минимальная температура подогрева должна составлять 100° С и измеряться на расстоянии 5-10 мм от кромки трубы.

16.15 Для дуговой сварки труб следует применять следующие типы электродов по ГОСТ 9467, ГОСТ 9466:

- Э42-Ц, Э46-Ц диаметром 3,00; 3,25; 4,00 мм с целлюлозным покрытием - для сварки корневого слоя шва труб I-III групп;
- Э42А-Б, Э46А-Б, Э50А-Б диаметром 2,50; 3,00; 3,25 мм с основным покрытием - для сварки корневого слоя шва труб I и III групп;
- Э42А-Б, Э46А-Б, Э50А-Б диаметром 3,25 и 4,00 мм с основным покрытием - для сварки заполняющих и облицовочного слоев шва труб I и III групп;
- Э42-Р, Э46-Р с рутиловым покрытием - для сварки всех слоев шва труб I и III групп постоянным током;
- Э42-Р с рутиловым покрытием - для сварки всех слоев шва труб I и II групп переменным током.

16.16 Сварочную проволоку и флюсы следует подбирать по ГОСТ 2246 и ГОСТ 9087 соответственно в зависимости от группы свариваемых труб в следующих сочетаниях:

- для труб I и II групп - Св-08 и АН-348-А, Св-08А и АНЦ-1 (ТУ 108.1424), Св-08ГА и АН-47;
- для труб III группы - Св-08ГА и АН-348-А, АНЦ-1 (ТУ 108.1424), АН-47.

16.17 При дуговой сварке труб в среде углекислого газа следует применять:

- сварочную проволоку по ГОСТ 2246 марки Св-08Г2С;
- углекислый газ по ГОСТ 8050 чистотой не менее 99,5 %.

16.18 При газовой сварке следует применять:

- сварочную проволоку по ГОСТ 2246 марок Св-08, Св-08А, Св-08ГА, Св-08Г2С, Св-08ГС, Св-12ГС;
- кислород технический по ГОСТ 5583.

16.19 Операционный контроль в процессе сборки и сварки газопроводов производится в соответствии с требованиями СНиП ПМР 12-02-02.

При операционном контроле следует проверять соответствие стандартам:

- подготовки труб, их очистки, правки концов;
- конструктивных элементов и размеров сварных швов;
- числа, размеров и расположения прихваток;
- порядка наложения отдельных слоев шва, размеров и формы слоев шва.

16.20 Стыки, сваренные дуговой или газовой сваркой, по результатам внешнего осмотра должны соответствовать 16.1, а также удовлетворять следующим требованиям:

- швы и прилегающие к ним поверхности труб на расстоянии не менее 20 мм (по обе стороны шва) должны быть очищены от шлака, брызг металла, окалина и других загрязнений;
- швы не должны иметь трещин, прожогов, незаваренных кратеров, выходящих на поверхность пор, а также подрезов глубиной более 5 % толщины стенки труб (более 0,5 мм) и длиной более 1/3

периметра стыка (более 150 мм).

16.21 Из общего числа сваренных стыков отбираются стыки для проверки их физическими методами или механическими испытаниями.

Стыки для механических испытаний вырезаются в период производства работ с целью исключения врезки (вварки) «катушек».

Допускается стыки для механических испытаний сваривать из отрезков труб в условиях сооружаемого объекта.

16.22 Контролю физическими методами подвергаются:

- допускные стыки - радиографическим методом;
- отобранные для контроля по нормам таблицы 41 стыки наружных и внутренних газопроводов - радиографическим и ультразвуковым методами.

Контроль стыков радиографическим методом производится по ГОСТ 7512, ультразвуковым - по ГОСТ 14782.

Применение ультразвукового метода допускается только при условии проведения выборочной дублирующей проверки стыков радиографическим методом в объеме не менее 10 % числа стыков, отобранных для контроля. При получении неудовлетворительных результатов радиографического контроля хотя бы на одном стыке, объем этого контроля следует увеличить до 50 %. В случае выявления при этом дефектных стыков все стыки, сваренные сварщиком на объекте в течение календарного месяца и проверенные ультразвуковым методом, должны быть подвергнуты радиографическому контролю.

Таблица 41

Газопроводы	Число стыков, подлежащих контролю, от общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком на объекте, %
1 Надземные и внутренние газопроводы природного газа и СУГ диаметром менее 50 мм всех давлений; надземные и внутренние газопроводы природного газа (включая ГРП, ГРУ) и СУГ диаметром 50 мм и более давлением до 0,005 МПа включительно	Не подлежат контролю
2 Наружные и внутренние газопроводы СУГ всех давлений (за исключением указанных в позиции 1)	100
3 Наружные надземные и внутренние газопроводы природного газа диаметром 50 мм и более давлением свыше 0,005 до 1,200 МПа включительно	5, но не менее одного стыка
4 Подземные газопроводы природного газа давлением до 0,005 МПа включительно (за исключением указанных в позиции 12); свыше 0,005 до 0,300 МПа включительно (за исключением указанных в позиции 13); свыше 0,03 до 1,20 МПа включительно (за исключением указанных в позиции 13).	10, но не менее одного стыка 50, но не менее одного стыка 100
5 Подземные газопроводы всех давлений, прокладываемые под проезжей частью улиц с усовершенствованными капитальными покрытиями (цементно-бетонные и железобетонные, асфальтобетонные на прочных основаниях, мозаиковые на бетонных и каменных основаниях, брусчатые мостовые на основаниях, укрепленных вяжущими материалами), а также на переходах через водные преграды и во всех случаях прокладки газопроводов в футляре (в пределах перехода и на расстоянии не менее 5 м в обе стороны от края пересекаемого сооружения, а для железных дорог общей сети – не менее 50 м в обе стороны от края земельного полотна)	100
6 Подземные газопроводы всех давлений при пересечении коммуникационных коллекторов, каналов, тоннелей (в пределах пересечения и на расстоянии не менее 5 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений)	100
7 Надземные газопроводы всех давлений, подвешенные к мостам, и в пределах переходов через естественные преграды	100
8 Газопроводы всех давлений, прокладываемые во внутриквартальных коммуникационных коллекторах	100
9 Подземные газопроводы всех давлений, прокладываемые в районах с сейсмичностью свыше 7 баллов и на подрабатываемых территориях	100
10 Подземные газопроводы всех давлений, прокладываемые на расстоянии менее 3 м от коммуникационных коллекторов и каналов (в том числе каналов тепловой сети)	100
11 Подземные вводы на расстоянии от фундаментов зданий: - до 2 м – для газопроводов давлением до 0,005 МПа; - до 4 м – давлением более 0,005 до 0,300 МПа включительно; - до 7 м – давлением более 0,3 до 0,6 МПа включительно; - до 10 м – давлением более 0,6 до 0,12 МПа включительно.	100

12 Подземные газопроводы природного газа давлением 0,005 МПа включительно, прокладываемые в сильно - и среднепучинистых и просадочных грунтах, а также на расстоянии менее 4 м от общественных зданий с массовым скоплением людей и жилых зданий высотой более 5 этажей	25, но не менее одного стыка
13 Подземные газопроводы природного газа давлением более 0,005 МПа до 1,200 МПа включительно, прокладываемые вне населенных пунктов за пределами их перспективной застройки	20, но не менее одного стыка
<p>Примечание 1. Для проверки следует отбирать сварные стыки, имеющие худший внешний вид.</p> <p>Примечание 2. Кроме указанных в таблице следует проверять сварные стыки, контроль которых предусмотрен проектом.</p> <p>Примечание 3. Нормы контроля по позиции 3 не распространяются на газопроводы, указанные в позициях 7 и 8; по позициям 4, 12 и 13 – на указанных на позициях 5 и 6; по позиции 13 – на указанные в позиции 9.</p> <p>Примечание 4. Нормы контроля не распространяются на угловые соединения труб газопроводов условным диаметром до 500 мм включительно и швы приварки к газопроводу фланцев и плоских заглушек.</p> <p>Примечание 5. Нормы контроля стыков подземных газопроводов распространяются на наземные (в насыпи) газопроводы.</p> <p>Примечание 6. Сварные стыки соединительных деталей газопроводов, изготовленные в условиях ЦЗЗ или ЦЗМ, подлежат контролю радиографическим методом.</p>	

16.23 По результатам проверки радиографическим методом стыки бракуются при наличии следующих дефектов:

- трещин, прожогов, незаваренных кратеров;
- непровара по разделке шва;
- непровара в корне шва и между валиками более 25 мм на каждые 300 мм длины сварного соединения или более 10 % периметра при длине сварного соединения менее 300 мм;
- непровара в корне шва и между валиками глубиной более 10 % толщины стенки трубы;
- непровара в корне шва в стыках газопроводов диаметром 920 мм и более, выполненных с внутренней подваркой;
- непровара в корне шва в сварных соединениях, выполненных с подкладным кольцом;
- если размеры дефектов стыков (пор, шлаковых и других включений) превышают установленные для класса 6 по ГОСТ 23055.

Результаты проверки стыков радиографическим методом оформляются протоколом по форме приложения У.

По результатам ультразвукового контроля стыки следует браковать при наличии дефектов, площадь которых превышает допустимую при контроле качества и приемке работ при строительстве магистральных и промысловых трубопроводов или площадь отверстия в стандартных образцах предприятия, прилагаемых к ультразвуковому аппарату, а также при наличии дефектов протяженностью более 25 мм на 300 мм длины сварного соединения или на 10 % периметра при длине сварного соединения менее 300 мм.

Результаты проверки стыков ультразвуковым методом оформляются протоколом по форме приложения Х.

Исправление дефектов шва, выполненного газовой сваркой, запрещается.

Исправление дефектов шва, выполненного дуговой сваркой, допускается производить путем удаления дефектной части и заварки ее заново с последующей проверкой всего сварного стыка радиографическим методом. Превышение высоты усиления сварного шва относительно размеров, установленных ГОСТ 16037, допускается устранять механической обработкой. Подрезы следует исправлять наплавкой ниточных валиков высотой не более 2-3 мм, при этом высота ниточного валика не должна превышать высоту шва. Исправление дефектов подчеканкой и повторный

ремонт стыков запрещается.

16.24 Механическим испытаниям подвергаются:

- допусковые стыки;
- стыки надземных и внутренних газопроводов природного газа и СУГ диаметром менее 50 мм;
- стыки надземных и внутренних газопроводов природного газа диаметром 50 мм и более, давлением до 0,005 МПа включительно;
- стыки подземных (наземных) газопроводов всех давлений, сваренных газовой сваркой.

Число стыков, отбираемых для механических испытаний, должно составлять 0,5 % общего числа стыков, сваренных каждым сварщиком в течение календарного месяца при сооружении объектов или производстве трубных заготовок в ЦЗМ и ЦЗЗ, но не менее двух - для труб диаметром до 50 мм включительно, одного - для труб условным диаметром свыше 50 мм.

16.25 Для определения механических свойств стыков, сваренных дуговой или газовой сваркой, производятся следующие виды механических испытаний:

- испытание на статическое растяжение;
- испытание на статический изгиб или сплющивание.

16.26 Для механических испытаний сварных стыков газопроводов диаметром более 50 мм из каждого отобранного для контроля стыка должны вырезаться три образца с неснятым усилением для испытания на растяжение и три образца - на изгиб. Образцы вырезаются из участков сварного стыка, распределенных равномерно по периметру. Изготовление образцов должно производиться по ГОСТ 6996.

Результаты испытаний сварных стыков на растяжение и изгиб определяются как среднее арифметическое результатов соответствующих видов испытаний образцов данного стыка.

Результаты механических испытаний сварных стыков считаются неудовлетворительными, если:

- средняя арифметическая величина предела прочности при испытании на растяжение менее нижнего предела прочности основного металла труб, установленного нормативным или техническим документом.

- средняя арифметическая величина угла изгиба при испытании на изгиб менее 120 ° для дуговой сварки и менее 100 ° для газовой сварки;

- результат испытаний хотя бы одного из трех образцов по одному из видов испытаний на 10 % ниже требуемой величины показателя по этому виду испытаний (предела прочности или угла изгиба).

16.27 Механические испытания сварных стыков труб условным диаметром до 50 мм включительно должны производиться на целых стыках на растяжение и сплющивание. Для труб этих диаметров половину отобранных для контроля стыков (с неснятым усилением) испытывают на растяжение и половину (со снятым усилением) - на сплющивание.

Результаты механических испытаний сварных стыков считаются неудовлетворительными, если:

- величина предела прочности при испытании стыков на растяжение менее нижнего предела прочности основного металла труб, установленного нормативным или техническим документом;

- величина просвета между сжимающимися поверхностями пресса при появлении первой трещины на сварном шве при испытании стыка на сплющивание более 5S, где S - толщина стенки трубы.

16.28 Результаты механических испытаний сварных стыков оформляются по форме приложения Ф.

16.29 При неудовлетворительных результатах проверки стыков физическими методами или механическими испытаниями необходимо провести проверку удвоенного числа стыков.

Проверка удвоенного числа стыков физическими методами производится на участках, которые к моменту обнаружения брака не были приняты по результатам этого вида контроля. Если при повторной проверке физическими методами хотя бы один из проверяемых стыков окажется неудовлетворительного качества, то все стыки, сваренные данным сварщиком на объекте в течение календарного месяца, должны быть проверены радиографическим методом контроля.

Проверка удвоенного числа стыков механическими испытаниями должна производиться по виду испытаний, давшему неудовлетворительные результаты. В случае получения при повторной

проверке неудовлетворительных результатов испытаний хотя бы на одном стыке, все стыки, сваренные данным сварщиком в течение календарного месяца на данном объекте газовой сваркой должны быть удалены, а стыки, сваренные дуговой сваркой, должны быть проверены радиографическим методом контроля.

17 Сборка и сварка газопроводов из полиэтиленовых труб

17.1 Поступающие на строительный объект партии труб и соединительных деталей должны пройти входной контроль их качества путем визуального осмотра.

Протокол по результатам входного контроля предъявляется комиссии при приемке объекта в эксплуатацию.

17.2 При истечении гарантийного срока хранения труб или соединительных деталей пригодность их для строительства газопровода определяется по результатам проведения комплекса испытаний в испытательных лабораториях, имеющих соответствующее разрешение .

17.3 До начала работ на объекте необходимо уточнить технологические параметры сварочного процесса на основании сварки, визуального (измерительного) контроля и механических испытаний не менее трех контрольных сварных соединений при использовании сварки нагретым инструментом встык и внахлест, и одного соединения при терморезисторной сварке.

17.4 Перед допуском сварщика к работе по сварке газопроводов он должен выполнить сварку допусковых (пробных) сварных соединений в следующих случаях:

- если сварщик впервые приступает к сварке газопровода или имел перерыв в работе более календарного месяца;
- при изменении оборудования или технологии сварки. Контроль допусковых сварочных соединений должен осуществляться в соответствии с требованиями нормативных документов на сварочные работы.

17.5 Сварочные работы выполняются с применением оборудования, прошедшего аттестацию.

17.6 Трубы между собой соединяются сваркой нагретым инструментом встык или внахлест терморезисторной сваркой. Сварочные работы должны выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов на сварочные работы. Сварка нагретым инструментом встык выполняется при толщине стенок труб не менее 5 мм.

Работы по сварке труб нагретым инструментом встык выполняются при температуре окружающего воздуха от минус 15 до плюс 30 °С, нагретым инструментом внахлест - от минус 5 до плюс 30 °С, терморезисторной сваркой - от минус 10 до плюс 45 °С. Температурные режимы сварки могут обуславливаться эксплуатационными характеристиками сварочного оборудования. При минусовых температурах ниже указанных сварку следует производить в специальных утепленных укрытиях. Место сварки следует защищать от ветра, атмосферных осадков, пыли и песка.

17.7 Сварные соединения труб газопроводов в процессе выполнения работ необходимо подвергать визуальному контролю, измерительному контролю и механическим испытаниям. Визуальному контролю подлежат 100 % соединений. Измерительному контролю и механическим испытаниям подлежат 1 % контрольных соединений, сваренных нагретым инструментом встык, но не менее трех соединений из общего числа выполненных одним сварщиком на одном объекте.

Контрольные сварные соединения для механических испытаний вырезаются в процессе выполнения сварочных работ для исключения излишних затрат на вварку на их место «катушек».

17.8 Визуальный и измерительный контроль, а так же механические испытания контрольных сварных соединений труб необходимо производить согласно требованиям нормативной документации на сварочные работы.

Внешний вид сварных соединений должен удовлетворять требованиям нормативных документов на сварочные работы. Забракованные соединения исправлению не подлежат и должны быть удалены.

17.9 Для всех способов сварки труб допускается механические испытания контрольных сварных соединений заменить испытаниями на стойкость при постоянном внутреннем давлении

воды, которые проводятся в аккредитованных лабораториях.

17.10 Результаты механических испытаний сварных соединений следует оформлять протоколами по форме приложения Ф.

17.11 При неудовлетворительных результатах механического испытания хотя бы одного контрольного сварного соединения необходимо произвести повторное испытание удвоенного числа соединений, сваренных этим сварщиком. Если при повторной проверке хотя бы одного из проверяемых сварных соединений окажется неудовлетворительного качества, то все соединения, сваренные этим сварщиком на данном объекте в течение месяца, бракуются. После этого сварщик может быть допущен к работе только после прохождения дополнительной практики по сварке и получения положительных результатов проверки контрольных соединений.

Забракованные соединения вырезаются и на их место ввариваются «катушки» длиной не менее 500 мм.

17.12 Соединения полиэтиленовых труб со стальными выполняются разъемными и неразъемными.

В качестве неразъемных соединений полиэтиленовых и стальных труб используются соединительные детали, изготовленные по нормативным документам на эти изделия в соответствии с требованиями 4.34 и 11.23.

17.13 Разматывание труб из бухт или катушек должно осуществляться при температуре наружного воздуха не ниже 5 °С. Допускается разматывание и при более низких температурах, если созданы условия для предварительного подогрева труб в бухте или на катушке до температуры не менее 5 °С. В случае, если труба в бухте или на катушке охладится до предельно допустимой температуры, укладку необходимо приостановить, а бухту или катушку с оставшейся трубой вновь подогреть.

Возможна установка тепляка с подогревателем непосредственно на платформе укладочной машины, что обеспечит непрерывную размотку труб.

Рекомендуемая скорость разматывания - (0,8 - 1,0) км/ч.

17.14 Газопровод укладывается в траншею после сварки последнего соединения не ранее, чем через 30 мин. Укладка производится с помощью пеньковых канатов, брезентовых полотенец или других мягких чалочных приспособлений. Во избежание падения газопровода в траншею необходимо применять временные подкладки через траншею под укладываемый газопровод.

Сбрасывать трубы и сваренные из них плети с бровки в траншею, а также перемещать их вдоль траншеи волоком не допускается.

Допускается размотка труб с бухт или катушек непосредственно в траншею с последующей сваркой узлов и деталей в специально оборудованных приямках в соответствии с требованиями 15.3.

При укладке газопроводов в траншеи выполняют мероприятия, направленные на снижение напряжений в трубах от температурных изменений в процессе эксплуатации: трубы в траншею опускаются свободно без натяжения, скруток и пережимов; при температуре окружающего воздуха выше 10 °С производится засыпка трубопровода в наиболее холодное время суток; при температуре окружающего воздуха ниже 10 °С засыпку трубопровода производят в самое теплое время суток.

В зимний период газопроводы укладывают на талый грунт. В случае промерзания дна траншеи осуществляют подсыпку под газопровод мягкого или мелкогранулированного талого грунта.

17.15 В полиэтиленовых газопроводах, заполненных газом, могут возникнуть заряды статического электричества, способные вызвать искру, достаточную для воспламенения или взрыва газовой смеси. В связи с этим при выполнении работ на действующих полиэтиленовых газопроводах необходимо заземлять поверхность труб с помощью пропитанной водой пряжи из хлопчатобумажного волокна, а также обильно смачивать водой поверхность труб и почву возле заземления. При отрицательных температурах наружного воздуха для смачивания труб и устройства заземления используется водногликолевая смесь в пропорции 4:1.

В местах проведения работ на действующих газопроводах следует устанавливать порошковые огнетушители, покрывало пожарное 2х1,5 м и совковые лопаты для засыпки грунтом мест

возможного возгорания газа.

Реконструкция подземных стальных газопроводов с применением полиэтиленовых труб

17.16 Выполнение работ по реконструкции стальных газопроводов методом протяжки в них полиэтиленовых труб осуществляется согласно нормативным документам по реконструкции газопроводов.

До начала протяжки полиэтиленовых труб внутреннюю полость стального газопровода необходимо очистить путем протягивания ерша и продувки воздухом.

Состояние внутренней поверхности реконструируемого газопровода, степень его очистки и готовность к протягиванию в нем полиэтиленовых труб следует проверять путем протяжки контрольного отрезка полиэтиленовой трубы длиной не менее 3 м диаметром равным диаметру полиэтиленового газопровода.

При наличии в полиэтиленовом газопроводе сварных соединений, протягиваемый контрольный отрезок должен иметь аналогичное соединение.

Если во время прочистки или контрольной протяжки ерш или отрезок трубы застряли, в месте нахождения препятствия, фиксируемого длиной каната, находящегося внутри стального газопровода, отрывается дополнительный котлован, вырезается участок газопровода и устраняется причина, препятствующая прохождению ерша или контрольного образца трубы.

При наличии на поверхности протянутого контрольного отрезка полиэтиленовой трубы повреждений (царапин, задигов и т.п.) должна предусматриваться защита поверхности полиэтиленовых труб при помощи пластмассовых колец или пенькового каната, закрепляемых на трубе с шагом (1,5 - 2,0) м.

Рекомендуется для защиты от повреждения полиэтиленовых газопроводов использование пластмассовых гофрированных труб, предварительно протянутых внутри стальных труб.

Перед началом протяжки полиэтиленовой трубы внутри стального газопровода в местах ввода и вывода ее из стального трубопровода следует установить гладкие раструбные втулки, а полиэтиленовый газопровод должен быть защищен от царапин и других механических повреждений при протяжке его внутри стального трубопровода. Технические решения протяжки полиэтиленовых труб должны определяться проектом производства работ.

17.17 На участках протяжки в реконструируемых стальных газопроводах полиэтиленовые газопроводы, как правило, не должны иметь сварных и других соединений. При невозможности выполнения указанного условия необходимо руководствоваться требованиями 4.13.

17.18 Подготовленный к протяжке полиэтиленовый газопровод с помощью буксировочной головки и специального захвата должен закрепляться к концу тягового каната. Протяжку рекомендуется производить плавно без рывков путем намотки тягового троса на барабан лебедки, зацеплением его за колесный трактор или другой тянущий механизм, обеспечивающий скорость протяжки в пределах (4-12) м/мин. Для облегчения движения полиэтиленового газопровода и тягового каната при протяжке рекомендуется использование направляющих и входных роликов.

18 Защита от коррозии

Защита изоляционными покрытиями

18.1 Защита от коррозии подземных стальных газопроводов и резервуаров СУГ выполняется защитными покрытиями в соответствии с проектом, требованиями ГОСТ 9.602.

18.2 Перед нанесением изоляционного защитного покрытия газопровод должен быть очищен от снега, обледенения, земли, продуктов коррозии, копоти, пятен, жира и, при необходимости, высушен. Качество очистки поверхности трубы и сварных стыков должно удовлетворять требованиям ГОСТ 9.402 (степеням 1 - 4 в зависимости от вида изоляционного защитного покрытия).

18.3 Изоляционное защитное покрытие весьма усиленного типа наносится на трубы или секции труб механизированным способом в базовых или заводских условиях. Все изоляционные материалы (грунтовки типа «Ребит», битумные мастики, ленты типа «Полизол», ДТЛ - 91 и «Термизол», армирующие и оберточные материалы типа «Полипласт» и т.д.) должны быть заводского изготовления и иметь сертификаты.

18.4 Сварные стыки труб, фасонные части (гидрозатворы, конденсатосборники колена) и места повреждений защитного покрытия изолируют в трассовых условиях теми же материалами (а также муфтами «Темп-СКВ», покрытием «Полипромсинтез»), что и трубопровод.

18.5 Проверку качества защитных покрытий необходимо проводить поэтапно внешним осмотром (на отсутствие механических повреждений) и инструментальным методом в следующем порядке:

- после нанесения покрытия перед опусканием газопровода в траншею (или резервуара СУГ в котлован) толщину (толщиномером) и адгезию (адгезиметром) - на каждой десятой трубе, а сплошность (дефектоскопом) - на всей поверхности;
- после изоляции сварных стыков в трассовых условиях адгезию и толщину на десяти процентах стыков, а сплошность - на всей поверхности стыков;
- после засыпки сооружения грунтом - инструментальным методом на отсутствие участков электрического контакта металла трубы с грунтом.

Значения толщины адгезии и сплошности в зависимости от вида покрытия должна удовлетворять требованиям ГОСТ 9.602.

Данные о качестве защитного покрытия оформляются в строительном паспорте по форме приложения П.

Электрохимическая защита

18.6 Строительство установок электрохимической защиты осуществляется по проектам электрохимической защиты газопроводов.

Электромонтажные работы необходимо производить в соответствии с требованиями ПУЭ.

При нахождении изолированного газопровода на бровке более 15 суток до укладки его в грунт, газопровод должен быть защищен от механических повреждений и осадков (дождя и снега), а также и от теплового воздействия, в том числе от прямого солнечного облучения.

18.7 Контрольно-измерительные пункты и электроуравнивающие переключки необходимо устанавливать на газопроводе после укладки его в траншею до засыпки землей. Проверка и приемка их производится после засыпки траншеи.

18.8 Результаты производства работ по устройству установок электрохимической защиты оформляются актом приемки электрозащитной установки в эксплуатацию согласно приложению Ш.

18.9 Ввод в эксплуатацию установок электрохимической защиты должен осуществляться после укладки газопровода в грунт (до сдачи газопровода в эксплуатацию)

18.10 Для анодных заземлений катодных установок применяются железокремниевые, графитовые, графитопластовые и другие малорастворимые материалы, а также чугунные трубы без антикоррозионного покрытия.

19 Монтаж наружных и внутренних газопроводов, оборудования и приборов

19.1 При монтаже газопроводов должны быть приняты меры по предотвращению засорения полости труб, секций, плетей.

Укладывают газопроводы в траншею, как правило, опуская с бермы траншеи плети.

19.2 После укладки газопроводов в траншею должны быть проверены: проектная глубина, уклон, прилегание газопровода ко дну траншеи на всем его протяжении, состояние защитного покрытия газопровода, фактические расстояния между газопроводом и стенками траншеи, соответствия фактических расстояний в свету проектным расстояниям между газопроводами и пересекаемыми ими сооружениями с оформлением исполнительной схемы и отчета.

Правильность укладки газопровода следует проверять путем нивелировки всех узловых точек уложенного газопровода и мест его пересечения с подземными сооружениями.

Если после укладки газопровода будет установлено наличие неплотного его прилегания ко дну траншеи в отдельных местах, то в этих местах должна быть сделана подсыпка грунта с его послойным уплотнением и подбивкой пазух.

19.3 При прокладке футляра закрытым способом необходимо контролировать глубину заложения и положение футляра в горизонтальной плоскости с учетом допустимых отклонений оси футляра от проектных положений:

- по вертикали - не более 5 % от глубины заложения футляра за пределами насыпи и соблюдением проектного уклона;
- по горизонтали - не более 1 % от длины футляра.

19.4 При сварке в газопровод фасонных частей, узлов, арматуры и прочих устройств должна быть обеспечена соосность свариваемых элементов с газопроводом. Перекосы в горизонтальной и вертикальной плоскостях не допускаются.

19.5 При надземной прокладке стальных газопроводов подъем и укладку плетей газопроводов на опоры производится только после контроля качества сварных стыков.

19.6 Монтаж внутреннего газооборудования производится после выполнения следующих работ:

- устройства междуэтажных перекрытий, стен, полов, перегородок, на которых будут монтироваться газопроводы, арматура, газовое оборудование и приборы;
- устройства отверстий, каналов и борозд для прокладки газопроводов в стенах, перегородках и перекрытиях;
- оштукатуривания стен в кухнях и других помещениях, в которых предусмотрена установка газового оборудования;
- установка ванн, моек, раковин, умывальников или других приборов, к которым подводятся трубопроводы от газового оборудования;
- проверки и очистки дымоходов с составлением актов специализированной организацией.

19.7 Способ соединения труб при монтаже внутренних газопроводов должен соответствовать требованиям п. 4.9.

Заделка сварных и резьбовых соединений газопроводов и арматуры в стены или перекрытия не допускается.

Участки газопроводов, проложенные в футлярах, не должны иметь стыковых соединений, а проложенные в каналах со съемными перекрытиями и в бороздах стен - резьбовых и фланцевых соединений.

Для уплотнения резьбовых соединений применяются материалы, указанные в разделе 11.

19.8 Отклонение стояков и прямолинейных участков газопроводов от проектного положения допускается не более 2 мм на 1 м длины газопровода, если другие расстояния не обоснованы проектом.

При отсутствии в проекте данных о расстоянии между трубой и стеной, это расстояние должно быть не менее радиуса трубы.

При монтаже отключающих устройств (кранов) необходимо предусматривать после них (считая

по ходу газа) установку сгонов.

Краны на горизонтальных и вертикальных газопроводах должны быть установлены так, чтобы ось пробки крана была параллельна стене; установка упорной гайки в сторону стены не допускается.

19.9 Расстояния от сварных поперечных стыков подземных газопроводов до стенок пересекаемых подземных инженерных коммуникаций и других сооружений должны быть (в плане) не менее 1 м. При прокладке газопровода в футляре расстояние от сварного шва до концов футляра должно быть не менее 300 мм.

Сварные стыки стальных газопроводов условным диаметром до 200 мм при надземной прокладке должны находиться от края опоры на расстоянии не менее 200 мм, а стыки газопроводов условным диаметром более 200 мм - не менее 300 мм. Расстояние от фланца задвижки или компенсатора до опоры газопровода должно составлять не менее 400 мм. При прокладке газопровода через стену расстояние от сварного шва до футляра должно быть не менее 50 мм. Указанные расстояния принимаются в тех случаях, если другие расстояния не обоснованы проектом.

19.10 При установке газового оборудования, газовых приборов, присоединении их к газовым сетям и отопительным системам, а также при установке автоматики и контрольно-измерительных приборов, прокладке импульсных газопроводов, кроме требований проекта, следует выполнять требования заводских инструкций по монтажу, а так же учитывать требования национального органа по стандартизации, метрологии и сертификации.

Газопровод к плите допускается прокладывать на уровне присоединительного штуцера. При этом отключающий кран устанавливается на расстоянии не менее 200 мм сбоку от плиты. При верхней разводке отключающий кран должен быть установлен на спуске к плите на высоте 1,5-1,6 м от пола.

При присоединении газовых приборов резиновыми рукавами, они не должны попадать в зону нагрева при работе прибора.

20 Пересечение газопроводов с водными преградами, железнодорожными и трамвайными путями, автомобильными дорогами

20.1 Пересечения газопроводов с указанными препятствиями должны выполняться в соответствии с рабочими проектами, проектами производства работ, требованиями СНиП ПМР 34-02-02 и раздела 4.

20.2 Способы укладки газопроводов на дно подводной траншеи (протаскиванием по дну; свободным погружением нитки газопровода на дно с подачей ее на плаву к месту; опусканием с применением плавучих опор) должны быть определены проектом организации строительства и уточнены проектом производства работ.

20.3 Газопроводы, прокладываемые через водную преграду, должны быть сварены (стальные изолированы), испытаны и подготовлены к спуску или протаскиванию к приемке подводной траншеи. Перед укладкой газопроводов в подводную траншею должны быть сделаны промеры ее глубины по проектному створу, а также составлен акт готовности траншеи и соответствия проекту продольного профиля трассы перехода.

20.4 Перед протаскиванием газопровода по дну водной преграды, а также до установки на него балластных грузов поверх газопровода следует устраивать защитную футеровку в соответствии с проектом.

Если проектом предусмотрено сплошное бетонное балластное покрытие стального газопровода, то его следует наносить после испытания газопровода на прочность.

Проверка положения газопровода на дне траншеи проводится в течение суток после его укладки.

21 Сооружения на газопроводах

21.1 Оборудование, арматуру, соединительные части и детали газопроводов, средства измерения в ГРП и ГРУ устанавливается в соответствии с проектом, инструкциями заводов-изготовителей по монтажу оборудования и требованиями настоящего раздела.

21.2 При устройстве перекрытий колодцев зазоры между стенами колодцев и перекрытиями не допускаются.

21.3 При строительстве колодцев из сборных элементов торцы соединяемых элементов должны быть очищены. Элементы соединяются цементным раствором марки не ниже М100 с затиркой швов.

21.4 Основание под ковер для КТ и КП должно изготавливаться из бетона или железобетона и устанавливаться на утрамбованное песчаное основание после монтажа отводящей трубки или контрольно-измерительного пункта.

Отводящую трубку сооружений на газопроводе (гидрозатворов, конденсатосборников и др.) следует монтировать по центру ковера перпендикулярно плоскости его основания.

Пространство вокруг отводящей трубки по всей высоте в радиусе не менее 0,3 м необходимо засыпать песчаным грунтом и устроить отмостку радиусом (0,5 - 0,7) м.

Расстояние между крышкой ковера (или люка колодца) и концом выводных устройств (отводящей трубки, крана, пробки) должно быть (10 -15) см.

22 Дополнительные требования к газопроводам в сложных инженерно-геологических условиях

22.1 При строительстве газопроводов необходимо учитывать требования, указанные в разделе 10.

22.2 При монтаже газопроводов в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше, а также в районах с просадочными, набухающими и пучинистыми грунтами деформированные концы труб следует обрезать. Зазоры между торцами труб при сварке плетей должны быть устранены путем сварки «катушек» длиной не менее 200 мм.

22.3 Проверку качества сварных стыков стальных газопроводов физическими методами контроля необходимо производить в соответствии с нормами, приведенными в таблице 41.

22.4 При прокладке газопроводов на оползнеопасных участках необходимо выполнять требования 10.36, 10.37, 10.38 и предусматривать меры инженерной защиты, обеспечивающие безопасное строительство и эксплуатацию газопроводов.

22.5 В районах с сейсмичностью 7 и более баллов соединение полиэтиленовых труб наружным диаметром до 110 мм рекомендуется осуществлять терморезисторной сваркой или сваркой нагретым инструментом вразруб.

22.6 Перед засыпкой газопроводов, прокладываемых в районах с водонасыщенными грунтами, необходимо провести приемочный контроль его балластировки с целью проверки соответствия выполненных работ проекту.

Проверяется количество установленных утяжелителей и расстояния между ними, длины и границы балластируемых участков.

Приемочный контроль балластировки газопроводов оформляется отдельным актом.

23 Производство испытаний

23.1 Перед испытанием на прочность и герметичность законченных строительством наружных газопроводов следует производить продувку с целью очистки их внутренней полости. Способ продувки должен определяться проектом производства работ. Очистка полости внутренних газопроводов и газопроводов ГРП и ГРУ производится перед их монтажом.

23.2 Испытания на прочность и герметичность газопроводов должна проводить строительско-монтажная организация в присутствии представителя газового хозяйства. Допускается проведение испытания на прочность без участия представителя газового хозяйства по согласованию с ним.

Результаты испытаний оформляются записью в строительном паспорте.

23.3 Для испытания на прочность и герметичность газопровод разделяется на отдельные участки, ограниченные заглушкой или линейной арматурой (если длины участков не установлены проектом).

Линейная арматура может быть использована в качестве ограничительного элемента, если испытательное давление не превышает величины, допустимой для данного типа арматуры и ее герметичность не ниже класса 1 по ГОСТ 9544.

Монтажные стыки стальных газопроводов, сваренные после испытаний, должны быть проверены радиографическим методом контроля.

23.4 Для проведения испытаний газопроводов на прочность и герметичность применяются манометры класса точности не ниже 1,5. При испытательном давлении до 0,01 МПа необходимо применять U-образные жидкостные манометры с водяным заполнением. Для испытания на герметичность - пружинные манометры образцовые по ТУ 25-05-1664, пружинные манометры класса точности не ниже 1,0 по ГОСТ 2405 и дифманометры типа ДП-50.

Пружинные манометры, применяемые при испытании, должны иметь корпус диаметром не менее 160 мм и шкалу с верхним пределом измерений не менее $4/3$ и не более $5/3$ от величины измеряемого давления.

Для замера барометрического давления применяются барометры-анероиды. Допускается данные о барометрическом давлении получать от местных метеостанций.

23.5 Испытания на прочность и герметичность наружных газопроводов, газовых вводов, ГРП и ГРУ производится после установки отключающей арматуры, оборудования и контрольно-измерительных приборов.

Если арматура, оборудования и приборы не рассчитаны на испытательное давление, то вместо них на период испытаний устанавливаются катушки, заглушки, пробки.

23.6 Испытания внутренних газопроводов на прочность производятся при отключенном оборудовании, если это оборудование не рассчитано на испытательное давление.

23.7 Нормы испытаний наружных подземных газопроводов и внутренних стальных газопроводов принимаются по таблице 42. Наземные и надземные стальные газопроводы испытываются по нормам, предусмотренным для подземных газопроводов.

Результаты испытания на прочность считаются положительными, если в период испытания давление в газопроводах не меняется (нет видимого падения давления по манометру).

Результаты испытания на герметичность считаются положительными, если в период испытания фактическое падение давления в газопроводах не превышает допустимого давления и при осмотре доступных к проверке мест не обнаружены утечки.

При пневматических испытаниях газопроводов на прочность поиск дефектов допускается производить только после снижения давления до норм, установленных для испытания на герметичность.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов на прочность и герметичность, устраняются только после снижения давления в газопроводе до атмосферного. При этом дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов на прочность, должны быть устранены до начала их испытаний на герметичность.

После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопроводов на герметичность, следует повторно произвести это испытание.

23.8 Подземные стальные и полиэтиленовые газопроводы всех давлений, а также наземные и внутренние стальные газопроводы низкого и среднего давления на прочность и герметичность испытываются воздухом. Надземные и внутренние стальные газопроводы высокого давления на прочность и герметичность испытывают водой. Допускается их испытывать воздухом при соблюдении специальных мер безопасности, предусмотренных проектом производства работ.

23.9 Испытание подземных газопроводов на прочность производится после их монтажа в траншее и присыпке на (20 - 25) см выше верхней образующей трубы.

Допускается производить испытание газопроводов на прочность после полной засыпки траншей.

Таблица 42

Сооружения	Нормы испытаний					Примечания
	на прочность		на герметичность			
	испытательное давление, МПа	продолжительность испытания, ч	испытательное давление, МПа	продолжительность испытания, ч	допускаемое падение давления	
Подземные газопроводы						
1 Газопроводы низкого давления до 0,005 МПа (кроме газопроводов, указанных в позиции 2)	0,60	1	0,10	24,0	Определяется по формуле (16)	-
2 Вводы низкого давления до 0,005 МПа условным диаметром до 100 мм при их раздельном строительстве с уличными газопроводами	0,10	1	0,01	1,0	То же	-
3 Газопроводы среднего давления более 0,005 до 0,3 МПа	0,60	1	0,30	24,0	- " -	
4 Газопроводы высокого давления более 0,3 до 0,6 МПа	0,75	1	0,60	24,0	- " -	
5 Газопроводы высокого давления: более 0,6 до 1,2 МПа более 0,6 до 1,6 МПа для сжиженных газов	1,50 2,00	1 1	1,20 1,60	24,0 24,0	- " - - " -	
Надземные газопроводы						
6 Газопроводы низкого давления до 0,005 МПа (кроме газопроводов, указанных в позиции 7)	0,30	1	0,10	0,5	Видимое падение давления по манометру не допускается	
7 Дворовые газопроводы и вводы низкого давления до 0,005 МПа условным диаметром до 100 мм при их раздельном строительстве с уличными газопроводами	0,10	1	0,01	0,5	То же	
8 Газопроводы среднего давления более 0,005 до 0,3 МПа	0,45	1	0,30	0,5	- " -	-
9 Газопроводы высокого давления более 0,3 до 0,6 МПа	0,75	1	0,6	0,5	Видимое падение давления по манометру не допускается	-
10 Газопроводы высокого давления: более 0,6 до 1,2 МПа более 0,6 до 1,6 МПа для сжиженных газов	1,50 2,00	1 1	1,2 1,6	0,5 0,5	Тоже - " -	- -

Сооружения	Нормы испытаний					Примечания
	на прочность		на герметичность			
	испытательное давление, МПа	продолжительность испытания, ч	испытательное давление, МПа	продолжительность испытания, ч	допускаемое падение давления	
Газопроводы и оборудование ГРП						
11 Газопроводы и оборудование низкого давления до 0,005 МПа	0,30	1	0,1	12,0	1 % испытательного давления	Не распространяется на ГРП шкафного типа, так как они испытываются на заводах-изготовителях
12 Газопроводы и оборудование среднего давления более 0,005 до 0,3 МПа	0,45	1	0,3	12,0	То же	То же
13 Газопроводы и оборудование высокого давления более 0,3 до 0,6 МПа	0,75	1	0,6	12,0	- " -	- " -
14 Газопроводы и оборудование высокого давления более 0,6 до 1,2 МПа	1,50	1	1,2	12,0	- " -	- " -
Внутридомовые и внутрицеховые газопроводы, ГРУ						
15 Газопроводы низкого давления до 0,005 МПа в жилых домах и общественных зданиях, на предприятиях бытового обслуживания населения непроизводственного характера	0,10	1	0,005	5 мин	20 даПа ^{1*}	-
16 Газопроводы промышленных и сельскохозяйственных предприятий, котельных, предприятий бытового обслуживания населения производственного характера:						
низкого давления до 0,005 МПа	0,10	1	0,010	1	60 даПа	-
среднего давления: более 0,005 до 0,1 МПа	0,20	1	0,100	1	1,5% испытательного давления	-
более 0,1 до 0,3 МПа	0,45	1	0,300	1	Определяется по формуле (19)	-

^{1*} 1 даПа = 10¹ Па

Сооружения	Нормы испытаний					Примечания
	на прочность		на герметичность			
	испытательное давление, МПа	продолжительность испытания, ч	испытательное давление, МПа	продолжительность испытания, ч	допускаемое падение давления	
высокого давления: более 0,3 до 0,6 МПа	0,75	1	1,25 от рабочего, но не выше 0,6	1	То же	-
более 0,6 до 1,2 МПа	1,50	1	1,25 от рабочего, но не выше 1,2	1	- " -	-
более 0,6 до 1,6 МПа для сжиженных газов	2,00	1	1,25 от рабочего, но не выше 1,6	1	- " -	-

23.10 Испытание подземных газопроводов на герметичность производят после полной засыпки траншеи до проектных отметок.

До начала испытания на герметичность подземные газопроводы после их заполнения воздухом должны выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта. Минимальная продолжительность выдержки газопровода под давлением, час, устанавливается в зависимости от условного диаметра газопровода:

- до 300 мм	6
- более 300 до 500 мм	12
- более 500 мм	24

23.11 Подземный газопровод считается выдержавшим испытание на герметичность, если фактическое падение давления в период испытания не превысит величины, определяемой по формуле:

$$\Delta P_{adm} = \frac{20T}{D}, \quad \Delta P_{adm}^I = \frac{150T}{D} \quad (16)$$

где ΔP_{adm} - допускаемое падение давления, кПа;

ΔP_{adm}^I , то же, мм рт.ст;

D - внутренний диаметр газопровода, мм;

T - продолжительность испытания, час.

Если испытываемый газопровод состоит из участков разных диаметров $D_1, D_2, D_3, \dots, D_n$, то величина D определяется по формуле:

$$D = \frac{D_1^2 L_1 + D_2^2 L_2 + \dots + D_n^2 L_n}{D_1 L_1 + D_2 L_2 + \dots + D_n L_n}, \quad (17)$$

где D, D_2, \dots, D_n - внутренние диаметры участков газопроводов, мм;

L_1, L_2, \dots, L_n - длины участков газопроводов соответствующих диаметров, м.

Фактическое падение давления в газопроводах ΔP_f , кПа, за время их испытания на герметичность определяется по формуле:

$$\Delta P_f = (P_1 + B_2) - (P_2 + B_1), \quad (18)$$

где P_1 и P_2 - избыточное давление в газопроводе в начале и в конце испытаний по показаниям манометра, кПа;

B_1 и B_2 - то же по показаниям барометра, кПа.^{2*}

23.12 Участки подводных и подземных переходов, прокладываемые в футлярах, испытываются в три стадии:

^{2*} 1 кПа = 10³ Па

- на прочность - после сварки перехода или его части до укладки на место;
- на герметичность - после укладки на место, полного монтажа и засыпки всего перехода;
- на герметичность - при окончательном испытании на герметичность всего газопровода в целом.

Испытания на прочность и герметичность коротких однострунных переходов, без сварных стыков, допускается производить вместе с основным газопроводом.

23.13 До начала испытания на герметичность наружные надземные газопроводы, а также внутренние газопроводы, включая газопроводы ГРП и ГРУ после их заполнения воздухом, должны выдерживать под испытательным давлением в течение времени, необходимого для выравнивания температуры воздуха внутри газопроводов с температурой окружающего воздуха.

23.14 Газопроводы низкого давления в жилых и общественных зданиях, предприятиях бытового обслуживания населения непромышленного характера испытываются на прочность и герметичность на следующих участках:

- на прочность - от отключающего устройства на вводе в здание до кранов на спусках к газовым приборам. При этом газовые приборы должны быть отключены, а счетчики, если они не рассчитаны на испытательное давление - заменить перемычками;
- на герметичность - от отключающего устройства на вводе в здание до кранов газовых приборов.

При установке в существующих газифицированных жилых и общественных зданиях дополнительных газовых приборов испытание новых участков газопровода к этим приборам при их длине до 5 м допускается производить газом (рабочим давлением) после подключения новых участков к действующей сети с проверкой всех соединений газоиндикаторами или мыльной эмульсией.

Внутренние газопроводы промышленных и сельскохозяйственных предприятий, котельных, предприятий бытового обслуживания населения промышленного характера испытываются на участке от отключающего устройства на вводе до отключающих устройств у газовых горелок газифицируемого оборудования.

Испытание газопроводов и оборудования ГРП и ГРУ производится или в целом (от входной до выходной задвижек) по нормам испытательного давления на стороне высокого давления, или по частям: до регулятора давления - по нормам испытательных давлений на стороне высокого давления; после регулятора давления - по нормам испытательного давления на стороне низкого давления.

23.15 При испытании на герметичность внутренних газопроводов среднего - более 0,1 МПа и высокого давления на промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, котельных, предприятиях бытового обслуживания населения промышленного характера допускаемую величину падения давления ΔP_{adm} , выраженную в процентах к начальному испытательному давлению,

определяется по формуле:

$$\Delta P_{adm} = \frac{50}{D} \quad (19)$$

где D - внутренний диаметр испытываемого газопровода, мм.

Если испытываемый газопровод состоит из участков газопроводов разных диаметров, то величина D в формуле (19) определяется по формуле (17).

Фактическое падение давления в газопроводе, выраженное в процентах к начальному давлению, определяется по формуле:

$$\Delta P_f = 100 \left[1 - \frac{(P_2 + B_2)t_1}{(P_1 + B_1)t_2} \right], \quad (20)$$

где P_1 и P_2 - то же, что в формуле (18);

V_1 и V_2 - - " - - " -

t_1 и t_2 - абсолютная температура воздуха в начале и в конце испытания, °С.

23.16 При наличии у газифицированных тепловых агрегатов приборов автоматики испытание газопроводов на прочность производится до запорного устройства, установленного на ответвлении от общего (цехового) газопровода к данному агрегату. Приборы автоматики испытываются только на герметичность рабочим давлением совместно с газопроводом.

23.17 Внутренние газопроводы низкого давления от индивидуальных групповых баллонных и резервуарных установок СУГ в жилых и общественных зданиях испытываются на прочность и герметичность по нормам испытания газопроводов природного газа в соответствии с таблицей 42.

23.18 Резервуары СУГ вместе с обвязкой по жидкой и паровой фазам испытываются на прочность и на герметичность в соответствии с требованиями «Правил устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

23.19 Приемка законченного строительством объекта системы газоснабжения производится в соответствии с СНиП ПМР 12-01-2008 и приложениями Щ, Ю.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

24 Общие положения

24.1 В этом разделе изложены общие требования и рекомендации по технической эксплуатации (далее - эксплуатация) систем газоснабжения.

24.2 Основными задачами эксплуатации систем газоснабжения являются:

- надежное и безопасное газоснабжение потребителей;
- безопасная и безаварийная эксплуатация систем газоснабжения;
- организация и своевременное проведение технического обслуживания и ремонта газовых объектов, в том числе по договорам;
- разработка и внедрение мероприятий по экономному расходованию газа;
- контроль за учетом расходов газа потребителями;
- внедрение в газовых хозяйствах новой техники, обеспечивающей экономичность, надежность и безопасность производственных процессов;
- проведение технического надзора за строительством объектов системы газоснабжения, которые выполняются по их заказам;
- приемка в эксплуатацию;
- обучение и инструктаж населения по безопасной эксплуатации газовых приборов и пропаганде безопасного и рационального использования газа.

24.3 Эксплуатация систем газоснабжения населенных пунктов должна осуществляться предприятиями, получившими в установленном порядке лицензию и разрешение органов Гострудпромнадзора на право выполнения этих работ.

24.4 Эксплуатация систем газоснабжения промышленных и сельскохозяйственных предприятий, учреждений, организаций, предприятий коммунально-бытового обслуживания, котельных и др. (далее - предприятия) осуществляется службами газового хозяйства или ответственными лицами за газовое хозяйство этого предприятия.

24.5 Эксплуатация внутридомовых систем газоснабжения жилых домов (в т.ч. домов, находящихся в личной собственности), гражданских зданий, предприятий бытового и коммунального назначения осуществляется владельцами домов, а техническое обслуживание их должно осуществляться в соответствии с «Положением о техническом обслуживании внутридомовых систем газоснабжения жилых домов, гражданских зданий, предприятий бытового и коммунального назначения» предприятиями, имеющими лицензию.

24.6 Эксплуатация систем и объектов газоснабжения и их техническое обслуживание необходимо выполнять в соответствии с требованиями настоящих норм, Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, Правила безопасности газовом хозяйстве, Правил эксплуатации электроустановок потребителей, Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 кгс/см²), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 338 К (115 °С), Правил пожарной безопасности, Правил поставки и пользования газом потребителями Приднестровской Молдавской Республики, Правилами технической эксплуатации и требованиями безопасности труда в газовом хозяйстве, Правилами пользования газом населением и коммунально-бытовыми потребителями, ПУЭ, Закона ПМР «Об охране и безопасности труда», Закона ПМР «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», ГОСТов, инструкций (в том числе ведомственных) и других нормативных документов, регламентирующих нормы и требования по безопасной и надежной эксплуатации систем газоснабжения, сооружений на них и газоиспользующего оборудования и приборов.

24.7 На предприятиях, имеющих газовые службы, владельцем предприятия должно быть разработано и утверждено «Положение о газовой службе предприятия», в котором определяются задачи газовой службы, ее структура, численность и оснащенность с учетом объема и особенностей газового хозяйства предприятия и требований нормативных документов,

перечисленных в 24.6.

24.8 Владельцами систем газоснабжения периодически должна производиться оценка технического состояния и паспортизация газопроводов и сооружений на них. Периодичность обследований устанавливается владельцем системы газоснабжения в зависимости от срока эксплуатации газопроводов и сооружений на них, их технического состояния, установленного при техническом обслуживании, ремонтах.

24.9 На каждом предприятии приказом руководителя (собственника) должны назначаться лица, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию системы газоснабжения.

На объектах, принадлежащих гражданам на правах частной собственности, ответственность возлагается на собственника.

24.10 Для лиц, занятых технической эксплуатацией газового хозяйства, руководителем (собственником) должны быть разработаны и утверждены должностные, производственные инструкции по безопасным методам работ. Для работающих на пожароопасных участках - инструкции по пожарной безопасности.

Инструкции должны быть разработаны с учетом особенностей газового хозяйства, требований заводов-изготовителей оборудования и конкретных условий производства.

Разделы производственных инструкций по безопасным методам работы должны разрабатываться в соответствии с «Положением о разработке инструкций по охране труда».

Инструкции о мерах пожарной безопасности должны отвечать требованиям правил пожарной безопасности.

24.11 На предприятиях газового хозяйства, а также на предприятиях, имеющих газовые службы, должны быть разработаны, в соответствии с действующим законодательством, планы локализации и ликвидации возможных аварий в системе газоснабжения, организовано систематическое проведение учебно-тренировочных занятий с обслуживающим персоналом по этим планам, согласно утвержденному графику.

Приложение А
(обязательное)
Термины и определения

Автомобильная газозаправочная станция СУГ (АГЗС)	Предприятие, предназначенное для заправки газобаллонных автомобилей СУГ
Автомобильный газозаправочный пункт СУГ (АГЗП)	Установка, предназначенная для заправки газобаллонных автомобилей СУГ из стационарных емкостей или из автоцистерн
Блокировка	Устройство, обеспечивающее возможность отключения газа или включения газопотребляющего агрегата при нарушении персоналом требований безопасности.
Вводный газопровод	Участок газопровода от отключающего устройства на вводе в здание (при установке отключающего устройства снаружи здания) до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.
Внутренний газопровод	Участок газопровода от газопровода-ввода (при установке отключающего устройства внутри здания) или от вводного газопровода до места подключения газового прибора, газоиспользующей установки, теплового агрегата и др.
Внутриплощадочный газопровод	Газопроводы, прокладываемые по территории предприятий, ГЭС, ГРЭС, котельных и других производственных объектов.
Газопроводный ввод	Газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе. К газопроводу-вводу относятся и участки дворовых газопроводов до отключающего устройства на вводном газопроводе или до внутреннего газопровода.
Газовое оборудование	Технические изделия полной заводской готовности (приборы, аппараты, газогорелочные устройства, тепловые агрегаты), использующие газ в качестве топлива для пищепреготовления, децентрализованного отопления и горячего водоснабжения, а также лабораторные горелки, горелки инфракрасного излучения, передвижные газогорелочные устройства и агрегаты и т.п.
Газорегуляторный пункт (ГРП)	Комплекс оборудования для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне, смонтированный непосредственно на месте, расположенный в зданиях (отдельно стоящих и пристроенных к другим зданиям), помещениях, встроенных в здания, а также на открытых площадках.
Газорегуляторный блочный (ГРПБ)	Комплекс оборудования для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне, полностью смонтированный в заводских условиях и расположенный в одном или нескольких контейнерах.
Газоиспользующие установки	Котлы, производственные печи, технологические линии, утилизаторы и другие установки, использующие газ в качестве топлива для выработки тепловой энергии на централизованное отопление, горячее водоснабжение и технологию различных производств.
Газорегуляторная установка (ГРУ)	Комплекс оборудования для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне, смонтированный непосредственно на месте и расположенный в помещении, в котором размещены газоиспользующие установки, или в смежном помещении, соединенном с ним открытым проемом.

Газонаполнительная станция (ГНС)	Предприятие, предназначенное для приемки, хранения и отпуска СУГ потребителям в автоцистернах и бытовых баллонах, заправки газобаллонных автомобилей, ремонта и переосвидетельствования газовых баллонов.
Газифицированное помещение	Помещение, в котором размещается газовое оборудование, отопительное оборудование и газоиспользующие установки
Газонаполнительный пункт (ГНП)	Предприятие, предназначенное для приемки, хранения и отпуска СУГ потребителям в бытовых баллонах.
Групповая баллонная установка СУГ (ГБУ)	Установка газоснабжения СУГ, в состав которой входит более двух баллонов.
Горелки инфракрасного излучения со светлыми излучателями (ГИИ)	Инжекционные горелки, сжигающие газ без видимого факела на излучающей насадке, которая, нагреваясь, служит источником инфракрасного излучения.
Геотермальная установка СУГ	Установка, предназначенная для хранения и испарения СУГ за счет тепловой энергии грунта, не подверженного влиянию сезонных колебаний температуры.
Горизонт высоких вод	Уровень максимально возможного подъема воды: - 10 % обеспеченности - 1 раз в течение 10 лет; - 2 % обеспеченности - 1 раз в течение 50 лет; - 1 % обеспеченности - 1 раз в течение 100 лет
Допускное соединение полиэтиленового газопровода допускной стык стального газопровода	Сварное соединение (стык), изготовленное до начала работ на данном объекте с целью его проверки соответствию установленным техническим требованиям и определения на этом основании и возможности допуска сварщика к производству сварочных работ, проверки технологии сварки и качества сварочных материалов.
Дымоход	вертикальный канал или трубопровод прямоугольного или круглого сечения для создания тяги и отвода дымовых газов от теплогенератора (котла, печи) и дымоотвода вверх в атмосферу
Дымоотвод	трубопровод или канал для отвода дымовых газов от теплогенератора до дымохода или наружу через стену здания.
Индивидуально-баллонная установка СУГ (ИГБУ)	Установка газоснабжения СУГ, в состав которой входит не более двух баллонов, в том числе и шкафные для жилых домов.
Импульсный газопровод	Газопровод, предназначенный для передачи импульса давления из контролируемой точки газопровода на соответствующее управляющее устройство (регулятор давления, клапан и т.п.).
Инфракрасные трубчатые газовые обогреватели (ИТГО)	Горелки инфракрасного излучения с темными излучателями - радиационные трубы, поверхность которых, нагреваясь продуктами сгорания газовых горелок, помещенных внутри них, служит источником инфракрасного излучения.
Испарительная установка	Комплекс оборудования, предназначенного для регазификации СУГ с последующей подачей потребителям паровой фазы СУГ
Комбинированная баллонная установка СУГ	Индивидуальная баллонная установка с одновременным размещением трех баллонов, при этом два баллона размещаются в шкафах снаружи зданий и один баллон - в помещении кухни.
Комбинированные домовые регуляторы давления газа (КДРД)	Регуляторы давления, предназначенные для снабжения горючим газом, газом (ГОСТ 5542-87) низкого давления одного или нескольких жилых домов и других потребителей при входном давлении газа до 0,6 МПа и расходе не более 10 м ³ /ч.
Комбинированный регулятор давления	Регулятор давления, в котором скомпонованы (соединены) и независимо работают устройства - непосредственно регулятор давления, автоматическое отключающее устройство (предохранительно-запорный клапан);

		предохранительно-сбросной клапан.
Контрольное соединение	сварное	Сварное соединение, изготовленное с целью его проверки соответствию установленным техническим требованиям.
Коммерческий узел расхода газа		Узел учета расхода газа, который определяется сторонами в договоре на поставку (транспортирование, хранение) газа и технические характеристики которого отвечают условиям, установленным Положением о применении средств измерительной техники, которые применяются при коммерческом учете газа.
Коэффициент прочности полиэтиленовых труб		Соотношение между допустимым давлением в трубе, рассчитанным из условий прочности полиэтиленовых труб и принятым максимальным давлением в газопроводе.
Малометражные котлы		Котлы типа КЧМ-М, ВНИСТО-М, КГБ- 12,5 и др. производительностью до 100кВт.
Межпоселковые газопроводы		Распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.
Надземный газопровод		Газопровод, прокладываемый на отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах, этажерках, по стенам зданий
Наземный газопровод		Газопровод, прокладываемый на поверхности земли с его обвалованием или без обвалования
Обособленное помещение для установки бытовых газовых водогрейных отопительных теплогенераторов		Помещение, в котором могут быть установлены бытовые газовые водогрейные отопительные котлы и емкостные водонагреватели, а также вспомогательное оборудование к ним
Опасная концентрация газа		Концентрация (объемная доля газа) в воздухе, равная 20 % и более нижнего предела воспламеняемости.
Открытые полиэтиленового газопровода прокладка)	участки (открытая	Участки полиэтиленовых газопроводов, которые при реконструкции стальных газопроводов прокладываются вне стального газопровода (где протягивание невозможно).
Отопительное оборудование	газовое	Технические изделия полной заводской готовности, использующие газ в качестве топлива для выработки тепла для отопления и горячего водоснабжения.
Плеть		Несколько сваренных между собой отрезков труб или труб без сварных соединений, которые используются целиком для укладки в траншею или протяжки в трубу реконструируемого стального газопровода.
Поквартирное теплоснабжение		обеспечение теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения квартир в жилом здании. Система состоит из индивидуального источника теплоты - теплогенератора, трубопроводов горячего водоснабжения с водоразборной арматурой, трубопроводов отопления с отопительными приборами и теплообменников систем вентиляции
Промежуточный баллонов (ПСБ)	склад	Предприятие, предназначенное для приема, хранения и отпуска потребителям бытовых баллонов СУГ.
Предохранительно-запорны й клапан (ПЗК)		Устройство для автоматического прекращения подачи газа к потребителю при недопустимом (по условиям эксплуатации) повышении или понижении давления газа в контролируемой точке за регулятором давления.
Предохранительно-сбросны й клапан (ПСК)		Устройство для автоматического удаления в атмосферу избыточного объема газа из резервуара или газопровода при недопустимом (по условиям эксплуатации) повышении в них давления газа.

Прибор учета расхода газа (газовый счетчик)		Средство измерения количества газа, накопления, хранения и отображения информации о расходе газа
Продувочный трубопровод		Трубопровод, предназначенный для продувки и сброса в атмосферу с участков наружных и внутренних газопроводов газа, воздуха, инертного газа после продувки, испытаний на герметичность и прочность, при заполнении участков газом (пуск газа), ремонте, консервации или длительном перерыве в подаче по ним газа.
Противоаварийная защита		Устройство, обеспечивающее отключение газа при аварийных ситуациях.
Прокладка газопроводов открытым способом		Прокладка газопроводов в открытую траншею.
Распределительные газопроводы		Наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения к газорегуляторным пунктам городов, поселков и сел, промышленным предприятиям, ТЭС и ГРЭС, котельным, сельскохозяйственным предприятиям, предприятиям коммунально-бытового обслуживания населения, жилым и общественным зданиям и другим потребителям газа.
Расчетный газопровод	участок	Часть газопровода, характеризующаяся одинаковыми параметрами (диаметр, толщина стенки и т.п.) и условиями прокладки (наружный, внутренний).
Реконструкция системы газоснабжения		Изменение структуры построения и параметров системы газораспределения, включая ее техническое переоснащение.
Реконструкция газопровода		Комплекс работ на газопроводе с целью полного восстановления работоспособности системы газораспределения в прежнем режиме или изменения ее отдельных параметров, обеспечивающих надежную и безопасную его работу.
Резервуарная СУГ	установка	Установка газоснабжения СУГ, в состав которых входят резервуары объемом от 2,5 до 5,0 м ³ .
Сварка инструментом	нагретым вращением	Процесс изготовления сварного раструбного соединения, при котором нагрев соединяемых поверхностей деталей осуществляется с помощью нагревательного инструмента, имеющего дорн (для нагрева внутренней поверхности раструба соединительной детали) и гильзу (для нагрева наружной поверхности трубы).
Сварка инструментом	нагретым встык	Процесс изготовления сварного стыкового соединения, при котором нагрев соединяемых поверхностей (торцов) деталей осуществляется с помощью плоского нагревательного инструмента.
Сварка терморезисторная		Процесс изготовления сварного раструбного соединения, при котором нагрев соединяемых поверхностей деталей осуществляется с помощью закладного нагревательного элемента при пропускании по нему электрического тока. Нагревательный элемент, как правило, в виде спирали из металлической проволоки, располагается в раструбной части литой соединительной детали.
Сбросный трубопровод		Трубопровод, предназначенный для сброса в атмосферу газа при срабатывании регулирующих или предохранительных устройств с тем, чтобы давление газа в контролируемой точке не превышало заданного.
Сигнализация		Устройство, обеспечивающее подачу звукового или светового сигнала при достижении предупредительного значения контролируемого параметра.
Система газоснабжения предприятий (объектов)		Технический комплекс, в состав которого входят: - газопроводы и сооружения на них; - средства защиты от электрохимической

		коррозии; - газорегуляторные пункты; - газифицированные производственные и вспомогательные здания, котельные.
Система газоснабжения внутренняя		Технический комплекс, в состав которого входят: - внутренние газопроводы; - газовое оборудование, газоиспользующие установки, ГРУ; - вспомогательное технологическое оборудование, обеспечивающие работу системы газоснабжения; - учет расхода газа.
Сложные инженерно-геологические условия		Наличие грунтов с особыми свойствами (просадочные, вспученные, набухающие и др.) или возможность развития опасных геологических процессов (карст, оползни и т.п.), а также подрабатываемых территорий.
Стандартные условия определения объема газа		Объем газа при температуре 20 °С, давлении 1293,15 кПа, влажности 0.
Станция регазификации		Установка, предназначенная для приема, хранения и регазификации СУГ с последующей подачей потребителю паровой фазы СУГ.
Система газоснабжения населенных пунктов		Технический комплекс, в состав которого входят: - источник газоснабжения; - газопроводы для транспорта газа (включая межпоселковые); - сооружения и устройства на газопроводах; - средства защиты от электрохимической коррозии; - газифицированные промышленные, сельскохозяйственные и другие предприятия, котельные, ТЭЦ и ГРЭС, ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП, ПСБ, резервуарные, групповые и индивидуальные установки СУГ, а также газифицированные жилые и общественные здания.
Смесительная установка		Комплекс оборудования предназначен для смещения первой фазы СУГ с воздухом и последующей подачи потребителю газовоздушной смеси необходимых параметров
Стесненные прокладки	условия	Участки местности, на которых расстояния между зданиями, сооружениями и коммуникациями не позволяют осуществить прокладку газопровода с соблюдением расстояний, регламентированных нормативной документацией.
Теплогенератор (котел)		источник теплоты (котел) теплопроизводительностью до 100 кВт, в котором для нагрева теплоносителя, направляемого потребителю, используется тепло, выделяющееся при сгорании топлива.
Тепловая мощность теплогенератора	мощность	количество теплоты, образующееся в результате сжигания топлива, подводимого к горелке (топке) в единицу времени.
Теплопроизводительность теплогенератора		количество теплоты, передаваемое воде (теплоносителю) в единицу времени.
Трасса газопровода		Положение оси газопровода на местности, определяемое ее проекциями горизонтальной (указываемой на плане трассы) и вертикальной (указываемой на профиле трассы) плоскостях.
«Теплый ящик»		Объем над топкой котла, где размещаются коллекторы теплоносителя (вода, пар). «Теплый ящик» имеет устройство для вентиляции.
Трубопровод безопасности		Газопровод, предназначенный для предотвращения попадания в топку газа, просачивающегося при продувке из-за негерметичности контрольного отключающего устройства, а также из-за негерметичности главного и контрольного отключающих устройств при неработающем агрегате, пуске и розжиге горелок. Газопровод безопасности соединяет с атмосферой участок внутреннего газопровода, расположенный между рабочим и контрольным отключающими устройствами

Трубы из прямых отрезков (полиэтиленовые)	Прямолинейные отрезки длиной 5 - 12 м, поставляемые по отдельности, увязанными в пакеты или в контейнерах.
Узел учета газа	Комплекс средств измерительной техники и дополнительного оборудования, предназначенного для измерений объема газа, приведенного к стандартным условиям
Цокольный газопровод	ввод Выход подземного газопровода на наружную стену здания для подключения к газопроводам, проложенным по стенам зданий или к КДРД.
Централизованный коммерческий потребителя газа	учет Единый узел коммерческого учета газа, который потребляется всеми газоиспользующими установками
Шкафной регуляторный пункт (ШРП)	Комплекс оборудования для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне, полностью смонтированный в заводских условиях, расположенный в металлическом шкафу.

Приложение Б (справочное)

Перечень нормативных документов, на которые даны ссылки в тексте

СНиП ПМР 11-01-2010	Состав, порядок разработки, согласования и утверждения проектной документации для строительства
СНиП ПМР 11-02-02	Изыскания для строительства
СНиП ПМР 12-01-2008	Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.
СНиП ПМР 12-02-02	Организация строительного производства
СНиП ПМР 12-05-02	Геодезические работы в строительстве
СНиП ПМР 20-02-02	Защита строительных конструкций от коррозии
СНиП ПМР 21-01-03	Пожарная безопасность зданий и сооружений.
СНиП ПМР 21-02-02	Пожарная автоматика зданий и сооружений
СНиП ПМР 22-03-2009	Строительство в сейсмических районах
СНиП ПМР 23-01-02	Строительная климатология и геофизика
СНиП ПМР 30-01-2010	Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений
СНиП ПМР 30-04-02	Генеральные планы промышленных предприятий
СНиП ПМР 31-02-02	Полы
СНиП ПМР 31-04-02	Электростанции тепловые
СНиП ПМР 31-05-2010	Здания жилые многоквартирные
Часть I	
СНиП ПМР 31-05-2010	Дома жилые одноквартирные
Часть II	
СНиП ПМР 31-06-02	Общественные здания и сооружения
СНиП ПМР 31-07-02	Сооружения промышленных предприятий
СНиП ПМР 31-08-02	Административные и бытовые здания
СНиП ПМР 31-09-02	Производственные здания
СНиП ПМР 32-01-2010	Автомобильные дороги
СНиП ПМР 32-02-02	Мосты и трубы
СНиП ПМР 32-03-02	Промышленный транспорт
СНиП ПМР 32-07-02	Железные дороги колеи 1520 мм
СНиП ПМР 32-14-02	Техника безопасности в строительстве
СНиП ПМР 34-01-02	Расчет на прочность стальных трубопроводов
СНиП ПМР 34-02-02	Магистральные трубопроводы
СНиП ПМР 34-05-02	Технологическое оборудование и технологические трубопроводы

СНиП ПМР 34-06-02	Магистральные трубопроводы
СНиП ПМР 40-01-02	Внутренний водопровод и канализация зданий
СНиП ПМР 40-02-02	Водоснабжение. Наружные сети и сооружения
СНиП ПМР 40-03-02	Канализация. Наружные сети и сооружения
СНиП ПМР 41-01-02	Отопление, вентиляция и кондиционирование
СНиП ПМР 41-02-02	Тепловые сети
СНиП ПМР 41-04-02	Котельные установки
СНиП ПМР 41-06-02	Система автоматизации
СНиП ПМР 50-01-02	Основания зданий и сооружений
СНиП ПМР 50-04-02	Земляные сооружения. Основания и фундаменты
СП ПМР 31-101-02	Указания по проектированию ограждений площадок и участков предприятий, зданий и сооружений
СП ПМР 31-102-02	Инструкция по проектированию зданий и сооружений для электронно-вычислительных машин
СП ПМР 31-118-2010	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
	Правила поставки и пользования газом потребителями Приднестровской Молдавской Республики.
	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
	Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов
	Правила безопасности газом в хозяйстве
	Правила эксплуатации электроустановок потребителей
	Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 мпа (0,7 кгс/см ²), водогрейных котлов и водоподогревателей с температурой нагрева воды не выше 338 к (115 ос)-96
ППБ 01-06	Правила пожарной безопасности в Приднестровской Молдавской Республике
НПБ 01-04	Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности
ГОСТ 20219-93	Аппараты отопительные газовые бытовые с водяным контуром. Общие технические условия
ГОСТ 20548-93	Котлы отопительные водогрейные теплопроизводительностью до 100 кВт. Общие технические условия
ГОСТ 19910-94	Аппараты водонагревательные проточные газовые бытовые. Общие технические требования
ГОСТ 11032-97	Аппараты водонагревательные емкостные газовые бытовые. Общие технические условия.
ГОСТ ПМР 50838-2002	ГОСТ Р Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия
ГОСТ 2.114-95 1)	ЕСКД. Технические условия
ГОСТ 9.402-2004	Единая система защиты от коррозии и старения. покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию
ГОСТ 9.602-2005	Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии
ГОСТ 12.1.004-91	ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
ГОСТ 12.1.005-88	ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.1.013-78	ССБТ. Строительство. Электробезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.018-93	ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования
ГОСТ 12.1.030-81	ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
ГОСТ 12.2.085-2002	Система стандартов безопасности труда. Сосуды, работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности
ГОСТ 17.4.3.02-85	Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ
ГОСТ 17.5.3.05-84	Охрана природы. Рекультивация земель. Общие требования к землеванию
ГОСТ 17.5.3.06-85	Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ
ГОСТ 21.610-85	СГТДС. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи
ГОСТ 356-80	Арматура и детали трубопроводов. Давления условные, пробные и рабочие. Ряды
ГОСТ 380-2005	Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки
ГОСТ 481-80	Паронит и прокладки из него. Технические условия
ГОСТ 495-92	Листы и полосы медные. Технические условия
ГОСТ 617-2006	Трубы медные и латунные круглого сечения общего назначения. Технические условия
ГОСТ 1050-88	Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой насосной конструкционной стали. Общие технические условия
ГОСТ 2246-70	Проволока стальная сварочная. Технические условия
ГОСТ 2405-88	Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напоромеры, тягомеры и тягонапоромеры. Общие технические условия
ГОСТ 2939-63	Газы. Условия определения объема
ГОСТ 3262-75	Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия
ГОСТ 4543-71	Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия
ГОСТ 4666-75	Арматура трубопроводная. Маркировка и отличительная окраска
ГОСТ 5542-87	Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия
ГОСТ 5583-78	Кислород газообразный технический и медицинский. Технические условия
ГОСТ 6533-78	Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов, аппаратов и котлов. Основные размеры
ГОСТ 6996-66	Сварные соединения. Методы определения механических свойств
ГОСТ 7338-90	Пластины резиновые и резинотканевые. Технические условия
ГОСТ 75 12-82	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод
ГОСТ 7931-76	Олифа натуральная. Технические условия
ГОСТ 8050-85	Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия
ГОСТ 8696-74	Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические условия
ГОСТ 8731-87	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия.
ГОСТ 8732-78	Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент
ГОСТ 8733-87	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические условия.
ГОСТ 8734-75	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент
ГОСТ 8865-93	Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация.

ГОСТ 8946-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Угольники проходные. Основные размеры
ГОСТ 8947-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Угольники переходные. Основные размеры
ГОСТ 8948-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники прямые. Основные размеры
ГОСТ 8949-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники переходные. Основные размеры
ГОСТ 8950-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники с двумя переходами. Основные размеры
ГОСТ 8951-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты прямые. Основные размеры
ГОСТ 8952-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты переходные. Основные размеры
ГОСТ 8953-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты с двумя переходами. Основные размеры
ГОСТ 8954-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты прямые короткие. Основные размеры
ГОСТ 8955-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты прямые длинные. Основные размеры
ГОСТ 8956-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты компенсирующие. Основные размеры
ГОСТ 8957-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты переходные. Основные размеры
ГОСТ 8959-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Гайки соединительные. Основные размеры
ГОСТ 8963-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Пробки. Основные размеры
ГОСТ 8966-75	Части соединительные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Муфты прямые. Основные размеры
ГОСТ 8968-75	Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Контрогайки. Основные размеры
ГОСТ 8969-75	Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов Р 1,6 МПа. Стоны. Основные размеры
ГОСТ 9238-83	Габариты приближения строений и подвижного состава железных дорог колеи 1520 (1524) мм
ГОСТ 9356-75	Рукава резиновые для газовой сварки и резки металлов. Технические условия
ГОСТ 9466-75	Электроды, покрытые металлическими для ручной дуговой сварки сталей и наплавки. Классификация и общие технические условия
ГОСТ 9467-75	Электроды, покрытые металлическими для ручной дуговой сварки конструкционных и теплоустойчивых сталей. Типы
ГОСТ 9544-75	Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов
ГОСТ 9931-85	Корпусы цилиндрических стальных сварных сосудов и аппаратов. Типы, основные параметры и размеры
ГОСТ 10330-76	Лен трепаный. Технические условия
ГОСТ 10704-91	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент
ГОСТ 10705-80	Трубы стальные электросварные. Технические условия
ГОСТ 10706-76	Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования
ГОСТ 11262-80	Пластмассы. Метод испытания на растяжение

ГОСТ 11881-76	ГСП. Регуляторы, работающие без использования постороннего источника энергии. Общие технические условия
ГОСТ 12820-80	Фланцы стальные плоские приварные на P_y от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см ²). Конструкция и размеры
ГОСТ 12821-80	Фланцы стальные приварные встык на P_y от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см ²). Конструкция и размеры
ГОСТ 13726-97	Ленты из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия
ГОСТ 14202-69	Трубопроводы промышленных предприятий. Оповещающая окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки
ГОСТ 14249-89	Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность
ГОСТ 14782-86	Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
ГОСТ 16037-80	Соединения стальные сварных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры
ГОСТ 16338-75	Полиэтилен низкого давления. Технические условия
ГОСТ 16569-86	Устройства газогорелочные для отопительных бытовых печей. Технические условия;
ГОСТ 17375-83	Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на $P_y \leq 10$ МПа (≤ 100 кгс/см ²). Отводы крутоизогнутые. Конструкции и размеры
ГОСТ 17376-83	Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на $P_y \leq 10$ МПа (≤ 100 кгс/см ²). Тройники. Конструкции и размеры
ГОСТ 17378-83	Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на $P_y \leq 10$ МПа (≤ 100 кгс/см ²). Переходы. Конструкции и размеры
ГОСТ 17379-83	Детали трубопроводов стальные бесшовные приварные на $P_y \leq 10$ МПа (≤ 100 кгс/см ²). Заглушки эллиптические. Конструкции и размеры
ГОСТ 18698-79	Рукава резиновые напорные с текстильным каркасом. Технические условия
ГОСТ 19151-73	Сурик свинцовый. Технические условия
ГОСТ 19281-89	Прокат из стали повышенной прочности. Общие технические условия
ГОСТ 20295-85	Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия
ГОСТ 20448-90	Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия
ГОСТ 21204-83	Горелки газовые промышленные. Классификация. Общие технические требования, маркировка и хранение
ГОСТ 22387.5-77	Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения интенсивности запаха
ГОСТ 23055-78	Контроль неразрушающий. Сварка металлов плавлением. Классификация сварных соединений по результатам радиографического контроля
ГОСТ 25696-83	Горелки газовые инфракрасного излучения. Общие технические требования и приемка
ГОСТ 27578-87	Газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта. Технические условия

Приложение В
(справочное)
Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения

Таблица В. 1

Газопроводы	Классификационные показатели
Наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений)	Местоположение
Подземные (подводные), надземные (надводные), наземные	Местоположение относительно поверхности земли
Распределительные, газопроводы-вводы, вводные, продувочные, сбросные, импульсные, а также межпоселковые	Назначение в системе газоснабжения
Высокого давления I категории, высокого давления II категории, среднего давления, низкого давления	Давление газа
Металлические (стальные, медные) и неметаллические (полиэтиленовые)	Материал труб
Природного газа, попутного газа, СУГ, газовоздушных смесей на их основе	Вид транспортируемого газа

Приложение Г
(рекомендуемое)

Значение коэффициентов часового максимума расхода газа по отраслям промышленности

Таблица Г.1

Отрасли промышленности	Коэффициент часового максимума расхода газа, K_{max}^h		
	в целом по предприятию	по котельным	по промышленным печам
Черная металлургия	1/6100	1/5200	1/7500
Химическая	1/5900	1/5600	1/7300
Строительных материалов	1/5900	1/5500	1/6200
Электротехническая	1/3800	1/3600	1/5500
Станкостроительная и инструментальная	1/2700	1/2900	1/2600
Машиностроительная	1/2700	1/2600	1/3200
Текстильная	1/4500	1/4500	-
Деревообрабатывающая	1/5400	1/5400	-
Пищевая	1/5700	1/5900	1/4500
Пивоваренная	1/5400	1/5200	1/6900
Винодельческая	1/5700	1/5700	-
Обувная	1/3500	1/3500	-
Полиграфическая	1/4000	1/3900	1/4200
Швейная	1/4900	1/4900	-
Мукомольно-крупяная	1/3500	1/3600	1/3200
Табачно-махорочная	1/3850	1/3500	-

Приложение Д
(рекомендуемое)

Значение коэффициента одновременности K_{sim} для жилых домов

Таблица Д. 1

Число квартир	Коэффициент одновременности К в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита четырех конфорочная	Плита двух конфорочная	Плита четырех конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита двух конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	1,000	1,000	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,280	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

Примечание 1. Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с этими газовыми приборами.

Примечание 2. Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать 0,85 независимо от количества квартир.

Приложение Е (рекомендуемое)

Гидравлический расчет газопроводов

Е.1 Гидравлические режимы работы газопроводов должны приниматься из условия создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы ГРП газорегуляторных установок (ГРУ), а также работы горелок потребителей в допустимых диапазонах давления газа.

Е.2 Расчетные внутренние диаметры газопроводов необходимо определять гидравлическим расчетом из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

Е.3 Гидравлический расчет газопроводов выполняется, как правило, на компьютере с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети.

При невозможности или нецелесообразности выполнения расчета на компьютере (отсутствие соответствующей программы, отдельные участки газопроводов и т.п.) гидравлический расчет допускается производить по приведенным ниже формулам или по номограммам, составленным по этим формулам.

Е.4 Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давлений принимаются в пределах категории давления, принятого для газопровода.

Е.5 Расчетные суммарные потери давления газа в газопроводах низкого давления (от источника газоснабжения до наиболее удаленного прибора) принимаются не более 180 даПа, в том числе в распределительных газопроводах 120 даПа, газопроводах-вводах и внутренних газопроводах - 60 даПа.

Для усадебной застройки распределение расчетных потерь допускается принимать в распределительных газопроводах 150 даПа, газопроводах-вводах и внутренних газопроводах - 30 даПа.

Е.6 В случаях, когда газоснабжение СУГ является временным (с последующим переводом на снабжение природным газом), газопроводы следует проектировать из условий возможности их использования в будущем на природном газе. При этом количество газа необходимо определять как эквивалентное (по теплоте сгорания) расчетному расходу СУГ.

Е.7 Значение расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех давлений для промышленных, сельскохозяйственных и бытовых предприятий и организаций коммунально-бытового обслуживания принимаются в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемого к установке газового оборудования, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

Е.8 Падение давления в газопроводах низкого давления определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса по формуле:

$$R_e = 0,0354 \frac{Q}{d\nu} \quad (E.1)$$

где Q - расход газа, м³/ч, при температуре 0 °С и давлении 0,10132 МПа;

d - внутренний диаметр газопровода, см;

ν - коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с (при температуре 0 °С и давлении 0,10132 МПа).

В зависимости от значения R_e падение давления в газопроводах определяется по следующим формулам:

- для ламинарного режима движения газа R_e ≤ 2000

$$H = 1,132 \cdot 10^6 \frac{Q}{d^4} \nu \rho l ; \quad (E.2)$$

- для критического режима движения газа R_e = 2000 - 4000

$$H = 0,516 \cdot \frac{Q^{2,333}}{d^{5,333} \nu^{0,333}} \rho l , \quad (E.3)$$

- для турбулентного режима движения газа при R_e > 4000

$$H = 69 \cdot \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{\nu d}{Q} \right)^{0,25} \cdot \frac{Q^2}{d^5} \rho l , \quad (E.4)$$

где H- падение давления, Па;

ρ - плотность газа, кг/м³ при температуре 0 °С и давлении 0,10132 МПа;

l - расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

n - эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки стальных труб - 0,01; для полиэтиленовых труб - 0,002;

Q, d, ν - обозначения те же, что и в формуле (E.1).

Е.9 Расчетный расход газа на участках распределительных наружных газопроводов низкого давления, имеющих путевые расходы газа, следует определять как сумму транзитного и 0,5 путевого расходов газа на данном участке.

Гидравлический расчет газопроводов среднего и высокого давлений по всей области

турбулентного режима движения газа производится по формуле

$$\frac{P_1^2 - P_2^2}{l} = 1,4 \cdot 10^{-5} \cdot \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{vd}{Q}\right)^{0,25} \cdot \frac{Q^2}{d^5} \rho, \quad (E.5)$$

где P_1 - абсолютное давление газа в начале газопровода, МПа;

P_2 - то же в конце газопровода, МПа;

l, n, d, v, ρ, Q - обозначения те же, что и в формуле (E.4).

Падение давления от местных сопротивлений (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения расчетной длины газопроводов на 5-10 %.

E.10 Для наружных надземных и внутренних газопроводов расчетная длина газопроводов определяется по формуле:

$$l = l_1 + \Sigma \xi \cdot ld, \quad (E.6)$$

где l_1 - фактическая длина газопровода, м;

$\Sigma \xi$ - сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода длиной l_1

ld - эквивалентная длина прямолинейного участка газопровода, м, потери давления на котором равны потерям давления в местном сопротивлении со значением коэффициента $\xi = 1$.

Эквивалентная длина газопровода определяется в зависимости от режима движения газа в газопроводе по следующим формулам:

- для ламинарного режима движения газа:

$$ld = 5,5 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{Q}{v}; \quad (E.7)$$

- для критического режима движения газа

$$ld = 12,15 \cdot \frac{d^{1,333} \cdot v^{0,333}}{Q^{0,333}}, \quad (E.8)$$

- для всей области турбулентного режима движения газа:

$$ld = \frac{d}{11 \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{vd}{Q}\right)^{0,25}}. \quad (E.9)$$

E.11 Падение давления в трубопроводах жидкой фазы СУГ определяется по формуле:

$$H = 50 \cdot \frac{\lambda V^2 \rho}{d}, \quad (E.10)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления;

V - средняя скорость движения сжиженных газов, м/с.

С учетом противокавитационного запаса средние скорости движения жидкой фазы следует принимать: во всасывающих трубопроводах - не более 1,2 м/с; в напорных трубопроводах - не более 3 м/с.

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{Re}\right)^{0,25}. \quad (E.11)$$

Обозначения в формулах (E.7), (E.8), (E.9), (E.10), (E.11) то же, что и в формулах (E.1) - (E.4), (E.6).

E.12 Гидравлический расчет газопроводов паровой фазы СУГ должен выполняться в соответствии с указаниями по расчету газопроводов природного газа соответствующего давления.

Е.13 При расчете внутренних газопроводов низкого давления для жилых домов допускается определять потери давления газа на местные сопротивления в размере, процент от линейных потерь:

- а) на газопроводах от вводов в здание:
 - 1) до стояка - 25
 - 2) на стояках - 20
- б) на внутриквартирной разводке:
 - 1) при длине разводки 1-2 м - 450
 - 2)" " " 3-4 м - 300
 - 3)" " " 5-7 м - 120
 - 4)" " " 8-12 м - 50

Е.14 При расчете газопроводов низкого давления следует учитывать гидростатический напор H_g , даПа, определяемый по формуле:

$$H_g = \pm 9,81 \cdot h \cdot (\rho_a - \rho), \quad (E.12)$$

где h - разность абсолютных отметок начальных и конечных участков газопровода, м;
 ρ_a - плотность воздуха, кг/м³, при температуре 0 °С и давлении 0,10132 МПа;
 ρ - обозначение то же, что в формуле (Е.4).

Е.15 Гидравлический расчет кольцевых сетей газопроводов следует выполнять с увязкой давлений газа в узловых точках расчетных колец при максимальном использовании допустимой потери давления газа. Неувязка потерь давления в кольце допускается до 10 %.

Е.16 При выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, следует принимать скорости движения газа не более 7 м/с для газопроводов низкого давления, 15 м/с - для газопроводов среднего давления, 25 м/с - для газопроводов высокого давления.

Е.17 При выполнении гидравлического расчета газопроводов по формулам (Е.1) - (Е.12), а также по различным методикам и программам для электронно-вычислительных машин, составленным на основе этих формул, диаметр газопровода следует предварительно определять по формуле

$$d = 0,036238 \cdot \sqrt{\frac{Q(273 + t)}{p_m V}}, \quad (E.13)$$

где d - диаметр газопровода, см;

Q - расход газа, м³/ч, при температуре 0 °С и давлении 0,10132 МПа;

t - температура газа, °С;

p_m - среднее давление газа (абсолютное) на расчетном участке газопровода, МПа;

V - скорость движения газа, м/с.

Е.18 Полученное значение диаметра газопровода следует принимать в качестве исходной величины при выполнении гидравлического расчета газопроводов.

Приложение Ж (обязательное) Отвод продуктов сгорания

Ж.1 Настоящим приложением предусмотрены требования, которые должны учитываться при проектировании дымовых каналов от газового оборудования и бытовых отопительных и отопительно-варочных печей.

При проектировании дымовых каналов от газоиспользующих установок производственных зданий и котельных следует руководствоваться требованиями норм технологического проектирования и СНиП ПМР 41-04-02.

При переводе существующих котлов, производственных печей и других установок с твердого и жидкого на газовое топливо должен выполняться поверочный расчет газоздушного тракта.

Ж. 2 Устройство дымовых и вентиляционных каналов должно соответствовать требованиям

СНиП ПМР 41-01-02.

Ж.3 Отвод продуктов сгорания от бытовых газовых приборов, печей и другого бытового газового оборудования, в конструкции которых предусмотрен отвод продуктов сгорания в дымоход, следует предусматривать от каждого прибора, агрегата или печи по обособленному дымоходу.

В существующих зданиях допускается предусматривать присоединение к одному дымоходу не более двух водонагревателей или отопительных печей, расположенных на одном или разных этажах здания, при условии ввода продуктов сгорания в дымоход на разных уровнях, не ближе 0,5 м один от другого, или на одном уровне с устройством в дымоходе рассечки на высоту не менее 0,5 м.

Ж.4 Дымоходы от газового оборудования следует размещать во внутренних стенах здания или предусматривать к этим стенам приставные каналы.

В существующих зданиях допускается использовать существующие дымоходы из негорючих материалов в наружных стенах или предусматривать к ним приставные дымоходы.

Ж.5 Присоединение дымоотводящей трубы газового прибора к оборотам дымохода отопительной печи не допускается.

Ж.6 Площадь сечения дымохода не должна быть меньше площади сечения патрубка газового прибора, присоединяемого к дымоходу. При присоединении к дымоходу двух приборов, печей и т.п. сечение дымохода следует определять с учетом одновременной их работы. Конструктивные размеры дымоходов должны определяться расчетом.

Небытовые газовые приборы (ресторанные плиты, пищеварочные котлы и т.п.) допускается присоединять как к обособленным, так и общему дымоходу.

Допускается предусматривать соединительные дымоотводящие трубы, общие для нескольких агрегатов.

Ввод продуктов сгорания в общий дымоход для нескольких приборов следует предусматривать на разных уровнях или на одном уровне с устройством рассечек согласно Ж.3.

Площадь сечения дымоходов и соединительных труб должны определяться расчетом, исходя из условия одновременной работы всех приборов, присоединенных к дымоходу.

Ж.7 Дымоходы следует выполнять из морозостойкого кирпича (Мрз 125), глиняного кирпича, жаростойкого бетона для многоэтажных зданий и асбесто-цементных труб для одноэтажных зданий. Допускается отвод продуктов сгорания предусматривать по стальным дымовым трубам. Конструкции дымовых каналов также могут быть заводского изготовления, поставляемые в комплекте с газовым оборудованием. При установке асбестоцементных и стальных труб вне здания или при прохождении их через чердак здания они должны быть теплоизолированы для предотвращения образования конденсата. Конструкция дымовых каналов в наружных стенах и приставных к этим стенам каналов также должна обеспечивать температуру газов на выходе из них выше точки росы.

Запрещается выполнять каналы из шлакобетонных и других неплотных или пористых материалов.

Ж.8 Дымоходы должны быть вертикальными, без уступов. Допускается уклон дымоходов от вертикали до 30 ° с отклонением в сторону до 1 м при обеспечении площади сечения наклонных участков дымохода не менее сечения вертикальных участков.

Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит и других небытовых газовых приборов допускается предусматривать горизонтальные участки дымоходов общей длиной не более 10 м.

Допускается прохождение дымоходов через перекрытия при условии обеспечения пожарной безопасности горючих конструкций перекрытия.

Ж. 9 Присоединение газового оборудования к дымоходам следует предусматривать соединительными трубами, изготовленными из кровельной или оцинкованной стали толщиной не менее 1,0 мм, гибкими металлическими гофрированными патрубками или унифицированными элементами, поставляемыми в комплекте с оборудованием.

Соединительная дымоотводящая труба, соединяющая газовый прибор с дымоходом, должна иметь вертикальный участок.

Длина вертикального участка соединительной трубы, считая от низа дымоотводящего патрубка газового прибора до оси горизонтального участка трубы, должна быть не менее 0,5 м.

В помещениях высотой до 2,7 м для приборов со стабилизаторами тяги допускается уменьшение длины вертикального участка до 0,25 м, без стабилизаторов тяги до 0,15 м. Суммарная длина горизонтальных участков соединительных труб в новых домах должна быть не более 3 м, в существующих домах - не более 6 м. Уклон трубы должен быть не менее 0,01 в сторону газового прибора.

На дымоотводящих трубах допускается предусматривать не более трех поворотов с радиусом закругления не менее диаметра трубы.

Ниже места присоединения дымоотводящей трубы от прибора к дымоходу должно быть предусмотрено устройство «кармана» сечением не менее сечения дымохода и глубиной не менее 25 см, имеющий люк для очистки.

Дымоотводящие трубы, прокладываемые через неотапливаемые помещения, при необходимости должны быть покрыты изоляцией.

Прокладка дымоотводящих труб от приборов и печей через жилые комнаты не допускается.

Ж. 10 Расстояние от соединительной трубы до потолка или стены из несгораемых материалов принимается не менее 5 см, а из сгораемых и трудносгораемых материалов - не менее 25 см. Допускается уменьшение расстояния с 25 до 10 см при условии защиты сгораемых и трудносгораемых конструкций кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм. Теплоизоляция должна выступать за габариты соединительной трубы на 15 см с каждой стороны.

Ж. 11 Подвеска и крепление соединительных труб должны исключить возможность их прогиба. Звенья соединительных труб должны плотно, без зазоров, вдвигаться одно в другое по ходу дымовых газов не менее чем на половину диаметра трубы. Соединительная труба должна плотно присоединяться к дымовому каналу. Конец ее не должен выступать за стену канала, для чего используются ограничивающие устройства (шайба или гофр).

Ж. 12 Соединительные трубы ресторанных плит и пищеварочных котлов должны покрываться теплоизоляцией. Соединительные трубы, изготовленные из черной листовой стали, должны окрашиваться огнестойким лаком.

Ж. 13 При присоединении к дымоходу приборов со стабилизаторами тяги установка шиберов не допускается.

При присоединении к общему дымоходу нескольких приборов: ресторанных плит, кипятильников и других газовых приборов, не имеющих стабилизаторов тяги, на дымоотводящих трубах от приборов должны предусматриваться шибера (заслонки), имеющие отверстие диаметром не менее 15 мм.

Ж. 14 В шиберах, установленных на дымоходах от котлов, должны предусматриваться отверстия диаметром не менее 50 мм.

Ж. 15 Дымовые трубы от газовых приборов в зданиях должны быть выведены:

- выше границы зоны ветрового подпора, но не менее 0,5 м выше конька крыши при расположении их (считая по горизонтали) не далее 1,5 м от конька крыши;
- в уровень с коньком крыши, если они отстоят на расстоянии до 3 м от конька крыши;
- не ниже прямой, проведенной от конька вниз под углом 10° к горизонту, при расположении труб на расстоянии более 3 м от конька крыши.

Зоной ветрового подпора дымовой трубы считается пространство ниже линии, проведенной под углом 45° к горизонту от наиболее высоких точек вблизи расположенных сооружений и деревьев.

Во всех случаях высота трубы над прилегающей частью крыши должна быть не менее 0,5 м, а для домов с совмещенной кровлей (плоской крышей) - не менее 2,0 м.

Установка на дымоходах зонтов и других насадок не допускается.

Ж. 16 Дымоходы в стенах допускается выполнять совместно с вентиляционными каналами. При этом они должны быть разделены по всей высоте герметичными перегородками, выполненными из материала стены, толщиной не менее 120 мм. Высоту вытяжных вентиляционных каналов, расположенных рядом с дымоходами следует принимать равной высоте дымоходов.

Ж. 17 Отвод продуктов сгорания от газифицированных установок промышленных предприятий, котельных, предприятий коммунально-бытового назначения допускается предусматривать по стальным дымовым трубам.

Ж. 18 Разрешается отвод продуктов сгорания в атмосферу через наружную стену газифицируемого помещения без устройства вертикального канала от отопительного газового оборудования с герметичной камерой сгорания.

Ж. 19 Допускается отвод продуктов сгорания в атмосферу предусматривать через кровлю здания в вертикальный дымовой канал.

Ж.20 Длина горизонтального участка дымового канала от отопительного оборудования с герметичной камерой сгорания при выходе через наружную стену принимается не более 3 м.

Ж.21 Запрещается предусматривать выход дымового канала через наружную стену:

- в подъезды (арки), крытые переходы;
- в закрытые балконы, лоджии, эркеры;
- в зданиях, являющихся историческими или архитектурными памятниками, без разрешения ведомства, под охраной которых они находятся;
- через стены фасадов зданий, выходящих на площади и улицы, имеющие историко-архитектурную и градостроительную ценность, а также находящиеся в непосредственной близости от участков детских дошкольных учреждений, школ и учреждений здравоохранения (при установлении минимальной величины санитарно-защитной зоны необходимо определение расчетной концентрации в приземном слое и по вертикали с учетом высоты жилых зданий в зоне максимального загрязнения атмосферного воздуха);
- в зданиях, в которых запрещается установка газовых приборов требованиями СНиП ПМР 31-06-02, СНиП ПМР 31-05-2010 Часть I, II, СНиП ПМР 41-01-02.

Ж.22 Отверстия дымовых каналов на наружной стене здания при отводе продуктов сгорания от отопительного оборудования через наружную стену без устройства вертикального канала, следует размещать в соответствии с инструкцией по монтажу газового оборудования предприятия-изготовителя, но на расстояниях, не менее, указанных в таблице Ж.1.

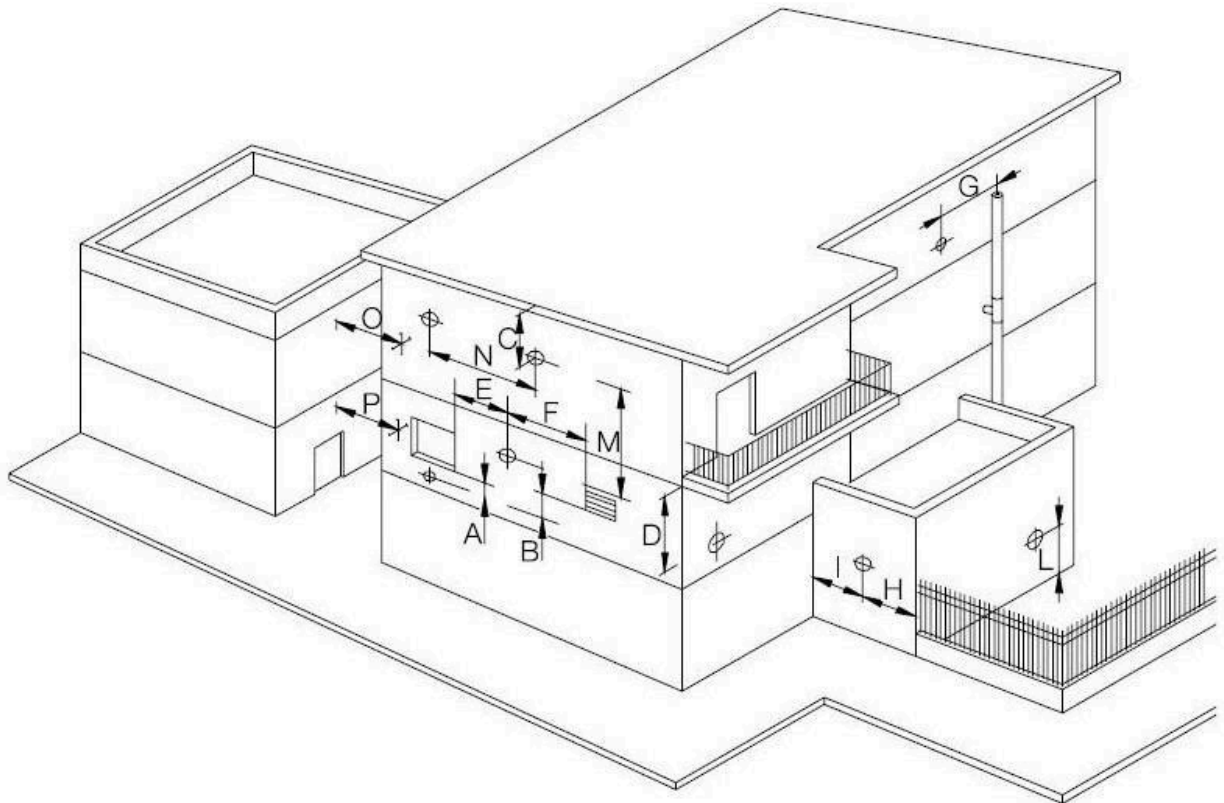


Таблица Ж. 1

Расположение терминалов ³ вытяжки в зависимости от тепловой производительности						
Расположение терминала	Естественная тяга			Принудительная тяга		
	От 4 до 7 кВт	От 7 до 16 кВт	От 16 до 35 кВт	От 4 до 7 кВт	От 7 до 16 кВт	От 16 до 35 кВт
	Расстояние в мм			Расстояние в мм		
Под окном	1000 (*)	1500	2500	300	500	600
Под вентиляционным проемом	1000(*)	1500	2500	300	500	600
Под свесом крыши	300	400	500	300	300	300
Под балконом (внимание -см. прим. 1)	300	400	500	300	300	300
От ближайшего окна	400	400	400	400	400	400
От трубопроводов и дымоотводов (2)	300	300	300	300	300	300
От угла здания	300	500	600	300	300	300
От углубления в стене	300	500	600	300	300	300
От земли либо тротуара любого рода	400	1500	2500	400	1500 (4)	2500
Между 2-я вертикальн. терминалами	600	1500	2500	500	1000	1500
Между 2-я горизонтальн. терминалами	300	500	600	500	800	1000
От лицевой выходящей плоскости, не имеющей проемов и терминалов, в радиусе 3 м от выпускного отверстия	600	1000	1200	1500	1800	2000
То же при наличии проемов	1200	1900	2500	2500	2800	3000
Примечания: (*) возможно сокращение расстояния до 400мм для отопительных аппаратов, установленных под оконным проемом. (1) Терминалы, устанавливаемые под используемым балконом, должны быть расположены таким образом, чтобы общий путь дымовых газов от точки их выхода из терминала до линии внешнего периметра балкона включая высоту перил был не менее 2000мм.						

³ под понятием "терминал" подразумевается отверстие в стене для совместного или отдельного забора воздуха и удаления продуктов сгорания.

(2) При оборудовании терминалов необходимо учитывать наличие материалов, чувствительных к действию продуктов сгорания (например, пластмассовые и деревянные свесы и водостоки) и не защищенных соответствующими экранирующими плоскостями, - в этих случаях к расчетному расстоянию следует прибавить не менее 500 мм,

(3) Аппараты тепловой мощностью менее 4 кВт не подпадают под требования приведенной таблицы за исключением точек О и Р.

(4) В этом случае терминалы должны оборудоваться таким образом, чтобы поток продуктов сгорания был как можно более восходящим, а также должным образом экранирован от температурного воздействия

Приложение И (обязательное)

Выбор стальных труб для систем газоснабжения

И.1 Стальные трубы для систем газоснабжения давлением до 1,6 МПа в зависимости от местоположения газопровода относительно поверхности земли принимаются по таблице И.1

И. 2 Для систем газоснабжения применяются трубы, изготовленные, как правило, из углеродистой стали обыкновенного качества по ГОСТ 380 и качественной стали по ГОСТ 1050-88 только первого сорта.

И.3 Для газопроводов жидкой фазы СУГ применяются бесшовные трубы.

Допускается применять для этих газопроводов электросварные трубы. При этом трубы диаметром до 50 мм должны пройти 100 %-ный контроль сварного шва неразрушающими методами, а трубы диаметром 50 мм и более также и испытание сварного шва на растяжение.

И.4 Трубы по ГОСТ 3262 допускается применять для строительства наружных и внутренних газопроводов низкого давления.

Трубы по ГОСТ 3262 с условным диаметром до 32 мм включительно допускается применять для строительства импульсных газопроводов давлением до 1,2 МПа включительно. При этом гнутые участки импульсных газопроводов должны иметь радиус изгиба не менее двух наружных диаметров, а температура стенки трубы в период эксплуатации не должна быть ниже 0 °С.

И.5 Трубы стальные тонкостенные со спиральным швом, выполненные методом высокочастотной сварки с наружным противокоррозионным покрытием из полиэтилена допускается применять только для подземных межпоселковых газопроводов природного газа с давлением до 1,2 МПа

При этом не допускается применять данные трубы для выполнения упругого изгиба (поворота) газопровода в вертикальной и горизонтальной плоскостях радиусом менее 1500 диаметра трубы, а также для прокладки газопроводов в населенных пунктах.

И.6 Возможность применения труб, изготовленных из полуспокойной и кипящей стали по государственным стандартам и техническим условиям, приведенным в таблице И.1, регламентируется 11.7,11.8.

И.7 Трубы по ГОСТ 8731, изготавливаемые из слитка, не допускается применять без проведения стопроцентного контроля неразрушающими методами металла труб.

При заказе труб по ГОСТ 8731-87 указывать, что трубы по этому стандарту, изготавливаемые из слитка, не допускается поставлять без стопроцентного контроля металла труб неразрушающими методами.

Стальные трубы для строительства наружных подземных, наземных, надземных и внутренних газопроводов

Таблица И. 1

Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм
	Электросварные прямошовные	
ГОСТ 10705 (группа В) ГОСТ 10704	Ст2сп Ст3сп Ст4сп ГОСТ 380 08; 10; 15; 20 ГОСТ 1050	10-530
ТУ 14-3-943	Ст2сп Ст3сп ГОСТ 380 10,20 ГОСТ 1050 17Г1С ГОСТ 19281	219-530
ГОСТ 20295 (тип 1 - изготовленные контактной сваркой токами высокой частоты, тип 3 - изготовленные электродуговой сваркой)	Ст2сп Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050 17Г1С, 17ГС категорий 6-8 ГОСТ 19281	159-720
ТУ 14-3-1399	Ст3сп ГОСТ 380 10,20 ГОСТ 1050	219-426
ГОСТ 10706 (группа В) ГОСТ 10704	Ст2сп Ст3сп ГОСТ 380 17Г1С, 17ГС ГОСТ 19281	630-1220
ГОСТ 20295 (тип 2 - изготовленные электродуговой сваркой)	Ст2сп Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050 17Г1С, 17ГС категорий 6-8 ГОСТ 19281	159-820
ГОСТ 8696 (группа В)	Ст2сп Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 20 ГОСТ 1050 17Г1С, 09Г2С ГОСТ 19281	159-720

Стандарт или технические условия на трубу	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм
ТУ 14-3-808	08 ГОСТ 1050	530-720
ТУ 33-350 с противокоррозионным покрытием по ТУ 102-176-85 и без него	Ст2сп Ст3сп ГОСТ 380 08, 10, 15, 20 ГОСТ 1050	159-377
ТУ14-3-684	Ст3сп ГОСТ 380 08 ГОСТ 1050	530-820
ГОСТ 8731 (группа В и Г) *) ГОСТ 8732	Бесшовные горячедеформированные Ст2сп, Ст4сп ГОСТ 380 10,20 ГОСТ 1050 09Г2С ГОСТ 19281 10Г2 ГОСТ 4543	45-530
ТУ 14-3-190 *)	10, 20 ГОСТ 1050 09Г2С ГОСТ 19281 10Г2 ГОСТ 4543	57-426
ГОСТ 8733 (группа В и Г) *) ГОСТ 8734	Бесшовные холоднодеформированные и тепलोдеформированные 10,20 ГОСТ 1050 10Г2 ГОСТ 4543	10-108
ГОСТ 3262 (черные, обыкновенные и легкие)	Водогазопроводные В соответствии с ГОСТ 3262	21,3 (Ду 15) 26,8 (Ду 20) 33,5 (Ду 25) 42,3 (Ду 32) 48,0 (Ду 40) 60,0 (Ду 50) 75,5 (Ду 65) 88,5 (Ду 80) 114,0 (Ду 100)
*) Трубы следует применять для газопроводов жидкой фазы СУГ.		

Указатель положения регулирующей арматуры ГРП	+	-	-	-	+	-	-	-	-	-
Давление газа перед каждой горелкой (после отключающего устройства)	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-

Примечание. Знак плюс "+" в таблице означает, что для этих параметров должна обеспечиваться информация

**Приложение Л
(рекомендуемое)**

Число квартир, которое целесообразно снабжать паровой фазой СУГ от одной резервуарной установки

Таблица Л. 1

Преобладающая этажность застройки	Оптимальная плотность газопотребления, кг/(ч·га)	Число квартир в зависимости от типа испарителей газа					
		огневых		электрических		водяных и паровых	
		оптимальное	допустимое	оптимальное	допустимое	оптимальное	допустимое
При установке газовых плит							
2	1,65	356	240-600	588	410-880	780	550-1250
3	2,15	653	400-1140	857	580-1360	1242	850-2000
4	2,30	773	470-1420	951	620-1610	1412	950-2250
5	2,60	1057	610-1800	1155	730-1980	1794	1250-3080
9	3,45	1988	1050-3820	1710	1060-3060	2911	1790-4600
При установке газовых плит и проточных водонагревателей							
2	2,95	635	360-1040	642	390-1070	765	470-1260
3	3,80	956	610-1590	1084	630-2020	1264	780-2140
4	4,20	1072	660-1920	1256	720-2350	1454	930-2560
5	4,60	1322	750-1540	1641	860-3360	1879	1120-3380

**Приложение М
(рекомендуемое)**

Число квартир, которое целесообразно снабжать газоздушной смесью от одной резервуарной установки

Таблица М.1

Преобладающая этажность застройки	Оптимальная плотность газопотребления, кг/(ч·га)	Число квартир в зависимости от типа испарителей газа					
		огневых		электрических		водяных и паровых	
		оптимальное	допустимое	оптимальное	допустимое	оптимальное	допустимое
При установке газовых плит							
2	2,40	634	350-1150	1159	760-1800	931	650-1450
3	3,20	1288	740-2400	1856	1200-3150	1564	1000-2500
4	3,45	1554	860-2980	2102	1350-3600	1793	1240-3050
5	3,95	2180	1150-4200	2632	1600-4520	2296	1400-3900
9	5,20	4293	2210-6700	4127	2360-6400	3767	2100-6500
При установке газовых плит и проточных водонагревателей							

2	4,40	1165	700-2000	1274	800-2300	1270	850-2150
3	5,75	1828	1000-3700	2024	1200-3700	1969	1250-3400
4	6,20	2076	1200-3800	2312	1300-4300	2221	1350-3860
5	7,10	2619	1300-5000	2946	1600-6000	2766	1700-4900

**Приложение Н
(обязательное)**

ПЕРВИЧНЫЕ СРЕДСТВА ПОЖАРОТУШЕНИЯ

В помещениях класса В-1а зданий категории А и у наружных взрывоопасных установок необходимо предусматривать следующие первичные средства пожаротушения:

Таблица Н.1

Наименование зданий, сооружений, ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП	Единица измерения	Переносные		Передвижные	
		порошковые	углекислотны е	порошковые	углекислотны е
		ОП-5Б ОП-9Б	5л ОУ-5	ОП-100	ОП-25
Сливная железнодорожная эстакада	на 20м	3	1	1	2
Резервуарный парк	на 200 м ³	3	2	1	2
Наполнительный цех (ручное наполнение)	на 200 м ²	3	1	1	2
Наполнительный цех (карусель)	тоже	3	1	1	2
Колонка слива газа	на штуку	2	1	-	-
Цех ремонта баллонов	на 400 м ²	3	1	-	-
Цех окраски баллонов	на 200 м ²	3	1	-	-
Насосно-компрессорное отделение	на 2 компрессора	3	1	1	2
Вспомогательные здания	на 200 м ²	1	1	-	-
Склад баллонов газа	то же	3	1	-	1
АГЗП с надземными резервуарами	на резервуар	2	-	1	-
АГЗП с подземными резервуарами	тоже	2	2	1	~
Колонка слива газа	на колонку	2	1	1	-
Колонка заправки автомобилей	тоже	2	1	-	-
Резервуарная групповая установка	на 4 резервуара	2	1	-	-

Баллонные групповые установки	на 10 баллонов	2	1	-	-
Испарительная установка	на установку	2	1	-	-
Смесительная установка	тоже	2	1	-	-
<p>Примечание 1. У каждого объекта, подлежащего оснащению средствами пожаротушения, необходимо предусматривать ящик с песком - 0,5 м³, покрывало пожарное - 2х1,5 м, совковые лопаты, багры, лом.</p> <p>Примечание 2. При проектировании ГНС, ГНП, АГЗС, АГЗП необходимо также руководствоваться правилами пожарной безопасности</p>					

Приложение П
(обязательное)
СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПАСПОРТ ПОДЗЕМНОГО
(НАДЗЕМНОГО) ГАЗОПРОВОДА,
ГАЗОВОГО ВВОДА. ВВОДНОГО ГАЗОПРОВОДА.
(ненужное зачеркнуть)

построенного

—

(наименование строительной-монтажной организации и номер проекта)

по

адресу:

(улица, город, привязки начального и конечного пикетов)

П.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗОПРОВОДА (ГАЗОВОГО ВВОДА)

Указывается длина (для ввода и вводного газопровода - подземного и надземного участков), диаметр, рабочее давление газопровода, тип изоляционного покрытия линейной части и сварных стыков (для подземных газопроводов и газовых вводов), число установленных запорных устройств и других сооружений.

П.2 ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛАГАЕМЫХ СЕРТИФИКАТОВ,
ТЕХНИЧЕСКИХ ПАСПОРТОВ (ИЛИ ИХ КОПИЙ) И ДРУГИХ ДОКУМЕНТОВ,
УДОСТОВЕРЯЮЩИХ КАЧЕСТВО МАТЕРИАЛОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

Примечание. Допускается прилагать (или размещать в данном разделе) извлечения из указанных документов, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта, и содержащие необходимые сведения (номер сертификата, марка (тип), нормативных или технических документов, размеры, номер партии, завод-изготовитель, дата выпуска, результаты испытаний).

П.3 ДАННЫЕ О СВАРКЕ СТЫКОВ ГАЗОПРОВОДОВ

Таблица П.1

Фамилия, имя, отчество сварщика	Номер (клеймо) сварщика	Сварено стыков		Дата проведения сварочных работ
		диаметр труб, мм	число, шт.	

(должность, подпись, инициалы, фамилия производителя работ)

Пример оформления плана (схемы) сварных стыков подземных газопроводов

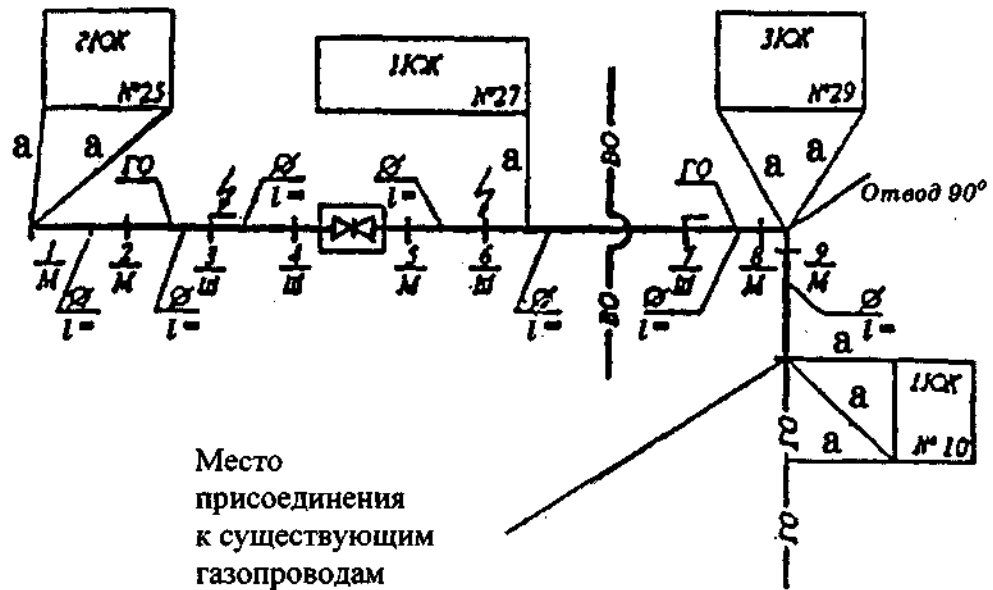


Рисунок П. 1

Условные обозначения:

	газопровод, законченный строительством;			стык; в числителе - порядковый номер стыка, в знаменателе - номер (клеймо) сварщика, сварившего данный стык;
	, газопровод существующий;			дом каменный жилой двухэтажный, № 25
	водопровод;			диаметр газопровода;
	стык поворотный;			длина участка газопровода от стыка до стыка
	стык неповоротный;			привязка газопровода к сооружениям или пикетам
	стык проверенный радиографированием;			

Примечание. Схема должна быть составлена так, чтобы местоположения каждого стыка могло быть найдено с поверхности земли. Для этого должны быть сделаны привязки к постоянным наземным объектам (зданиям, сооружениям) как самого газопровода, так и его характерных точек (концевых, поворотных и др.); должны быть нанесены расстояния между стыками, а также между стыками и характерными точками, в том числе пересекаемыми коммуникациями. Строгое соблюдение масштаба схемы - необязательно.

П.4 ПРОВЕРКА ГЛУБИНЫ ЗАЛОЖЕНИЯ ГАЗОПРОВОДА, УКЛОНОВ, ПОСТЕЛИ, УСТРОЙСТВА ФУТЛЯРОВ, КОЛОДЦЕВ, КОВЕРОВ
(составляется для подземных газопроводов и газовых вводов)

Установлено, что глубина заложения газопровода от поверхности земли до верха трубы на всем протяжении, уклона газопровода, постель под трубами, а также устройство футляров, колодцев, коверов соответствуют проекту

Производитель работ _____ (должность, подпись, инициалы, фамилия) МП

Представитель эксплуатационной организации _____ (должность, подпись, инициалы, фамилия) МП

Представитель заказчика _____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

П.5 ПРОВЕРКА КАЧЕСТВА ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ПОДЗЕМНОГО ГАЗОПРОВОДА (ГАЗОВОГО ВВОДА)

П.5.1 Перед укладкой в траншею проверено защитное покрытие труб и стыков:

- на отсутствие механических повреждений и трещин - внешним осмотром; толщина - замером по ГОСТ 9.602__ мм; адгезия к стали - по ГОСТ 9.602; сплошность - дефектоскопом.

П.5.2 Стыки, изолированные в траншее, проверены внешним осмотром на отсутствие механических повреждений и трещин.

П.5.3 Проверка на отсутствие электрического контакта между металлом трубы и грунтом произведена после полной засыпки траншеи "___" _____ 200_ г.

Примечание. Если траншея была засыпана при глубине промерзания грунта более 10 см, то строительно-монтажная организация должна выполнять проверку после оттаивания грунта, о чем должна быть сделана запись в акте о приемке законченного строительством объекта системы газоснабжения.

При проверке качества защитного покрытия дефекты не обнаружены.

Начальник лаборатории _____

(подпись, инициалы, фамилия)

МП

Представитель
эксплуатационной
организации _____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

Представитель заказчика _____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

П.6 ПРОДУВКА ГАЗОПРОВОДА, ИСПЫТАНИЕ ЕГО НА ПРОЧНОСТЬ
И ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

П.6.1 "___" _____ 20__ г. перед испытанием на прочность произведена продувка газопровода воздухом.

П.6.2 "___" _____ 20__ г. произведено пневматическое (гидравлическое) испытание газопровода на прочность давлением _____ МПа с выдержкой в течение _____ ч.

Газопровод испытание на прочность выдержал.

П.6.3 "___" _____ 20__ г. засыпанный до проектных отметок газопровод с установленной на нем арматурой и ответвлениями к объектам до отключающих запорных устройств (или подземная часть газового ввода) испытан на герметичность в течение _____ ч.

До начала испытания подземный газопровод находился под давлением воздуха в течение ___ ч для выравнивания температуры воздуха в газопроводе с температурой грунта.

Замеры давления производились манометром (дифманометром) по ГОСТ _____ класс _____.

Данные замеров давления при испытании подземного газопровода

Таблица П.2

Дата испытания			Замеры давления, кПа				Падение давления, кПа	
месяц	числ о	часы	манометрическое		барометрическое		допускаемо е	фактическо е
			P ₁	P ₂	B ₁	B ₂		

Согласно данным вышеприведенных замеров давления подземный газопровод испытание на герметичность выдержал, утечки и дефекты в доступных для проверки местах не обнаружены.

"___" _____ 20__ г. произведено испытание надземного газопровода (надземной части газового ввода) на герметичность давлением ___ МПа с выдержкой в течение _____ ч, последующим внешним осмотром и проверкой всех сварных, резьбовых и фланцевых соединений. Утечки и дефекты не обнаружены. Надземный газопровод (надземная часть газового ввода) испытание на герметичность выдержал.

Производитель работ _____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

Представитель
эксплуатационной
организации _____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

Представитель заказчика _____
 (должность, подпись, инициалы, фамилия) МП

П.7 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Газопровод (газовый ввод) построен в соответствии с проектом,
 разработанным _____

_____ (наименование проектной организации

_____ и дата выпуска проекта)

с учетом согласованных изменений, внесенных в рабочие чертежи № ____ Строительство начато " __ " _____ 20__ г.
 Строительство закончено " __ " _____ 20__ г.

Главный инженер строительно-монтажной
 организации _____

_____ (подпись, инициалы, фамилия)

МП

Представитель эксплуатационной
 организации _____

_____ (должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

Представитель _____

заказчика

_____ (должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Приложение Р
(обязательное)
СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПАСПОРТ ВНУТРИДОВОМОГО
(ВНУТРИЦЕХОВОГО) ГАЗООБОРУДОВАНИЯ,**

смонтированного

_____ (наименование строительно-монтажной организации)

_____ и номер проекта)
по _____

адресу: _____

Р.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГАЗООБОРУДОВАНИЯ

Указывается для внутридомового газоборудования - число квартир, тип и число установленных газовых приборов, общая протяженность газопровода и число запорных устройств на них; для внутрицехового оборудования - общая протяженность газопровода, тип и число установленного газоборудования, рабочее давление газа ____.

**Р.2 ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛАГАЕМЫХ СЕРТИФИКАТОВ,
ТЕХНИЧЕСКИХ ПАСПОРТОВ (ИЛИ ИХ КОПИЙ) И ДРУГИХ ДОКУМЕНТОВ,
УДОСТОВЕРЯЮЩИХ КАЧЕСТВО МАТЕРИАЛОВ И ОБОРУДОВАНИЯ**

Примечание. Допускается прилагать (или размещать в данном перечне) извлечения из указанных документов, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта, и содержащие необходимые сведения (номер сертификата, марка (тип), нормативных или технических документов, размеры, номер партии, завод-изготовитель, дата выпуска, результаты испытаний).

Р.3 ДАННЫЕ О СВАРКЕ СТЫКОВ ГАЗОПРОВОДОВ

Таблица Р.1

Фамилия, имя, отчество сварщика	Номер (клеймо) сварщика	Сварено стыков		Дата проведения сварочных работ
		диаметр труб, мм	число, шт.	

(должность, подпись, инициалы, фамилия производителя работ)

Р.4 ИСПЫТАНИЕ ГАЗОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ И ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

Р.4.1 "___" _____ 20__ г. газопровод испытан на прочность давлением воздуха __ МПа в течение 1 ч на участке от отключающего устройства на вводе до кранов на опусках к оборудованию (приборам).

Испытание на прочность газопровод выдержал.

Р.4.2 "___" _____ 20__ г. газопровод испытан на герметичность давлением __ МПа в течение __ ч с подключенными газовыми приборами. Фактическое падение давления __ МПа при допуске падении __ МПа. Утечки и дефекты при внешнем осмотре и проверке всех соединений не обнаружены. Газопровод испытание на герметичность выдержал.

Производитель _____

работ _____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП _____

Представитель
эксплуатационной
организации _____

_____ (должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

Р.5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Внутридомовое (внутрицеховое) газооборудование (включая газопровод) смонтировано в соответствии с проектом, разработанным _____

(наименование проектной организации и дата выпуска проекта)

с учетом согласованных изменений, внесенных в рабочие чертежи № _____

Строительство начато " __ " _____ 20__ г.

Строительство закончено " __ " _____ 20__ г.

Главный инженер
 строительно-монтажной
 организации _____
 (подпись, инициалы, фамилия) _____ МП

Представитель
 эксплуатационной
 организации _____
 _____ (должность, подпись, инициалы, фамилия) _____ МП

Представитель
 заказчика _____
 _____ (должность, подпись, инициалы, фамилия) _____ МП

Примечание. Если в цехе (котельной) имеется ГРУ, смонтированная в общем помещении цеха и обслуживающая только данный цех, то на внутрицеховой газопровод и ГРУ допускается составлять общий строительный паспорт. В этом случае в вышеприведенную форму паспорта должны быть внесены следующие изменения:

а) в Р.1 характеристика газооборудования цеха должна быть приведена по следующей форме (таблица Р.2):

Таблица Р.2

Общая протяженность газопровода цеха, м	Давление газа, МПа		Оборудование ГРУ (тип, размер)				Газифицируемое оборудование (печи, котлы, приборы), шт.			
	на входе, Ртах	на выходе из ГРП, (рабочее Рсер)	регулятор давления	клапан-отсекатель	предохранительный сбросной клапан	фильтр Р				

б) в Р.2, Р.3, Р.4 необходимо учесть ГРУ;

в) дополнить паспорт разделом «Испытание ГРУ на прочность и герметичность»;

г) в «Заключении» вместо слов «(включая газопровод)» следует написать: «(включая газопровод и ГРУ)».

**Приложение С
(обязательное)
СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПАСПОРТ ГРП (ГРПБ)**

построенного _____
(наименование строительной-монтажной организации,

номер проекта) _____

по адресу: _____

С.1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГРП (ГРПБ)

Указывается давление газа (на входе и выходе), тип и размеры установленного оборудования, число и площадь помещений, система отопления и вентиляции, данные об освещении, связи, телеуправлении.

**С.2 ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛАГАЕМЫХ СЕРТИФИКАТОВ,
ТЕХНИЧЕСКИХ ПАСПОРТОВ (ИЛИ ИХ КОПИЙ) И ДРУГИХ ДОКУМЕНТОВ, УДОСТОВЕРЯЮЩИХ
КАЧЕСТВО МАТЕРИАЛОВ И ОБОРУДОВАНИЯ**

Примечание. Допускается прилагать (или размещать в данном перечне) извлечения из указанных документов, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта, и содержащие необходимые сведения (номер сертификата, марка (тип), нормативных и технических документов, размеры, номер партии, завод-изготовитель, дата выпуска, результаты испытаний).

С.3 ДАННЫЕ О СВАРКЕ СТЫКОВ ГАЗОПРОВОДОВ

Таблица С.1

Фамилия, имя, отчество сварщика	Номер (клеймо) сварщика	Сварено стыков		Дата проведения сварочных работ
		диаметр труб, мм	число, шт.	

_____ (должность, подпись, инициалы, фамилия производителя работ)

С.4 ИСПЫТАНИЕ ГАЗОПРОВОДА И ОБОРУДОВАНИЯ ГРП (ГРПБ) НА ПРОЧНОСТЬ И ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

С.4.1 " " _____ 20__ г. произведено испытание газопровода и оборудования на прочность давлением __ МПа с выдержкой в течение 1 ч. Газопровод и оборудование испытание на прочность выдержали.

С.4.2 " " _____ 20__ г. произведено испытание газопроводов и оборудования на герметичность давлением __ МПа в течение __ ч. Падение давления МПа при допустимом падении давления __ МПа. Утечки и дефекты при внешнем осмотре и проверке всех соединений не обнаружены. Газопровод и оборудование испытание на герметичность выдержали.

Производитель работ _____ (должность, подпись, инициалы, фамилия) МП

Представитель
эксплуатационной
организации _____ (должность, подпись, инициалы, фамилия) МП

Примечание. Если испытание газопроводов и оборудования на прочность и герметичность производится отдельно для высокой и низкой сторон давления, то в данном разделе паспорта следует сделать две записи - одна по испытанию на высокой стороне давления, другая - на низкой.

С.5 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ГРП _____ (ГРПБ) построен в соответствии с проектом,
разработанным _____

(наименование проектной организации и дата выпуска проекта)

с учетом согласованных изменений проекта, внесенных в рабочие чертежи № _____

Строительство начато " __ " _____ 20__ г.

Строительство закончено " __ " _____ 20__ г.

Главный инженер строительно-монтажной организации _____ (подпись, инициалы, фамилия)	МП
Представитель эксплуатационной организации _____ (должность, подпись, инициалы, фамилия)	МП
Представитель заказчика _____ (должность, подпись, инициалы, фамилия)	МП

Примечание. Данная форма может быть использована для строительных паспортов испарительной и групповой баллонной установки СУГ, если они размещаются в отдельном здании (помещении).

**Приложение Т
(обязательное)
СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПАСПОРТ РЕЗЕРВУАРНОЙ УСТАНОВКИ СУГ**

построенной _____ и _____ смонтированной

(наименование строительной-монтажной организации,

номер проекта)

по _____

адресу: _____

Т.1 ХАРАКТЕРИСТИКА УСТАНОВКИ

Указывается тип, число, заводы-изготовители и заводские номера резервуаров, испарителей и арматурных головок; регистрационные номера и тип защитного покрытия резервуаров и испарителей, вместимость каждого резервуара, производительность каждого испарителя, тип и число регуляторов давления арматурных головок

**Т.2 ПЕРЕЧЕНЬ ПРИЛАГАЕМЫХ СЕРТИФИКАТОВ,
ТЕХНИЧЕСКИХ ПАСПОРТОВ (ИЛИ ИХ КОПИЙ) И ДРУГИХ ДОКУМЕНТОВ, УДОСТОВЕРЯЮЩИХ
КАЧЕСТВО МАТЕРИАЛОВ И ОБОРУДОВАНИЯ**

Примечание. Допускается прилагать (или размещать в данном разделе) извлечения из указанных документов, заверенные лицом, ответственным за строительство объекта, и содержащие необходимые сведения (номер сертификата, марка (тип), нормативных или технических документов, размеры, номер партии, завод-изготовитель, дата выпуска, результаты испытаний).

Т.3 ДАННЫЕ О СВАРКЕ СТЫКОВ ТРУБ ОБВЯЗКИ РЕЗЕРВУАРОВ

Таблица Т.1

Фамилия, имя, отчество сварщика	Номер (клеймо) сварщика	Сварено стыков		Дата проведения сварочных работ
		диаметр труб, мм	число, шт.	

(должность, подпись, инициалы, фамилия производителя работ)

Т.4 ПРИЕМКА СКРЫТЫХ РАБОТ ПРИ МОНТАЖЕ РЕЗЕРВУАРНОЙ УСТАНОВКИ

Фундаменты _____

заложены

(в соответствии с проектом, с отступлениями

от проекта, указать отступления и их обоснование)

Основание и фундаменты резервуаров и испарителей соответствуют требованиям
СНиП ПМР 50-04-02 и проекту.

Производитель

работ _____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

Представитель
эксплуатационной
организации _____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

Т.5 ПРОВЕРКА КАЧЕСТВА ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРОВ, ИСПАРИТЕЛЕЙ И ТРУБОПРОВОДОВ ОБВЯЗКИ

Т.5.1 Перед опусканием резервуара СУГ в котлован проверено качество защитного покрытия:
на отсутствие механических повреждений и трещин - внешним осмотром; толщина - замером по ГОСТ 9.602 ____ мм; адгезии к стали по ГОСТ 9.602; сплошность - дефектоскопом.

Т.5.2 Стыки, обвязки, изолированные в траншее, проверены внешним осмотром на отсутствие механических повреждений и трещин.

Начальник
лаборатории _____
(подпись, инициалы, фамилия) МП

Представитель
эксплуатационной
организации _____

— _____
(должность, подпись, инициалы, фамилия) МП

Т.6 ПРОВЕРКА КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ

Контур заземления резервуаров и испарителей соответствует проекту. Сопротивление при проверке равно ____ Ом.

Проверку произвел представитель лаборатории

— _____
(наименование организации, должность. Подпись, инициалы, фамилия) МП

"__" _____ 20__ г.

Т.7 ИСПЫТАНИЕ РЕЗЕРВУАРНОЙ УСТАНОВКИ НА ПРОЧНОСТЬ И ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

Т.7.1 "__" _____ 20__ г. произведено испытание резервуарной установки на прочность давлением __ МПа с выдержкой в течение 1 ч. Резервуарная установка испытание на прочность выдержала.

Т.7.2 "__" _____ 20__ г. резервуарная установка, состоящая из резервуаров, испарителей с установленной аппаратурой и трубопроводов обвязки, была подвергнута испытанию на герметичность давлением __ МПа.

Фланцевые, сварные и резьбовые соединения, а также арматура головок емкостей, испарители СУГ, отключающие устройства и трубопроводы обвязки проверены.

При проверке утечки и дефекты не обнаружены.

Резервуарная установка испытание на герметичность выдержала.

Производитель _____ работ

_____ (подпись, инициалы, фамилия) МП

Представитель
эксплуатационной
организации _____

— _____ (должность, подпись, инициалы, фамилия) МП

Примечание. Если испытание на прочность и герметичность резервуаров и испарителей с установленной аппаратурой и трубопроводов их обвязки производится отдельно для высокой и низкой сторон давления, то в данном разделе паспорта следует сделать две записи - одна по испытанию на высокой стороне, другая - на низкой.

Т.8 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Резервуарная установка СУГ смонтирована в соответствии с проектом, разработанным

— _____
(наименование организации)
с учетом согласованных изменений проекта, внесенных в рабочие чертежи № _____

Строительство начато "__" _____ 20__ г.

Строительство закончено "__" _____ 20__ г.

Главный инженер
строительно-монтажной
организации _____

— (подпись, инициалы, фамилия)

МП

Представитель
эксплуатационной
организации _____

— (должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

Представитель
заказчика _____

— (должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Приложение У
(обязательное)**

Лаборатория _____

(ее принадлежность)

ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ СВАРНЫХ СТЫКОВ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА РАДИОГРАФИЧЕСКИМ МЕТОДОМ

№ _____ " ____ " _____ 20__ г.

Произведена проверка сварных стыков газопровода _____ давления, строящегося по адресу _____

_____ (улица, привязки начального и конечного пикетов)

Газопровод сварен _____ сваркой из труб наружным диаметром _____ мм, толщиной стенки _____ мм.
(вид сварки)

Результаты проверки

Таблица У. 1

Номер стыка по сварочной схеме	Фамилия, имя, отчество сварщика	Номер (клеймо) сварщика	Номер снимка	Размер снимка, мм	Чувствительность контроля, мм	Обнаруженные дефекты	Оценка стыка (годен, не годен)

Начальник лаборатории _____

(подпись, инициалы, фамилия)

МП

Дефектоскопист _____

(должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Приложение Ф
(обязательное)**

Лаборатория

_____ (ее принадлежность)

**ПРОТОКОЛ МЕХАНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ СТАЛЬНОГО
(ПОЛИЭТИЛЕНОВОГО) ГАЗОПРОВОДА**

№ _____ " ____ " _____ 20__ г.

Произведены механические испытания сварных соединений стального (полиэтиленового) газопровода

_____ давление, улица (переулок), населенный пункт (привязки)

_____ начального и конечного пунктов)

сваренного _____ из труб в соответствии с нормативными или техническими документами

(вид сварки)

марки стали (полиэтилена) _____ наружным диаметром _____ мм, толщиной стенки _____ мм с использованием соединительных _____ деталей _____, _____ изготовленных

_____ (наименование детали)

_____ (наименование изготовителя)

согласно _____

_____ (шифр стандарта на детали)

_____ (наименование строительной организации)

сварщиком _____, имеющим номер (клеймо) с использованием сварочной установки

(фамилия, имя, отчество)

_____ (наименование и шифр установки)

сваренного в период с " ____ " _____ 20__ г. по " ____ " _____ 20__ г.

Вид

испытываемых

соединений

_____ (контрольное, в процессе строительства)

Результаты механических испытаний сварных соединений стального газопровода

Таблица Ф.1

Номер образцов	Размеры образцов до испытаний			Результаты испытаний					Оценка соединения (пригодно, не пригодно)
	толщина (диаметр), мм	ширина (длина), мм	площадь поперечного сечения, мм ²	на растяжение			на сплющивание	на изгиб	
в				разрушающая нагрузка, Н	предел прочности, МПа	место разрушения (по шву или основному металлу)	величина просвета между поверхностями пресса при появлении первой трещины, мм	угол изгиба, град.	

Результаты механических испытаний на осевое растяжение соединений полиэтиленовых труб, сваренных нагретым инструментом встык

Таблица Ф.2

Номер соединения	Номер образца, вырезанного из соединения	Скорость движения зажимов	Предел текучести при растяжении, МПа	Характер и тип разрушения	Оценка соединения (пригодно, непригодно)

Заключение:

Начальник лаборатории _____
(подпись, инициалы, фамилия) МП

Испытания проводил _____
(подпись, инициалы, фамилия) МП

Примечание. Протокол испытаний следует составлять на каждого сварщика отдельно и копию представлять в составе исполнительной документации на все объекты, на которых в течение календарного месяца работал этот сварщик.

**Приложение X
(обязательное)**

Лаборатория

_____ (ее принадлежность)

ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ СВАРНЫХ СТЫКОВ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА УЛЬТРАЗВУКОВЫМ МЕТОДОМ

№ _____ " __ " _____ 20__ г.

Произведены проверка сварных стыков газопровода _____ давления, строящегося по адресу

_____.

(улица, привязки начального и конечного пикетов)

Газопровод сварен _____ сваркой из труб наружным диаметром ____ мм, толщиной стенки трубы ____ мм.
(вид сварки)

Результаты проверки

Таблица X.1

Номер стыка по сварочной схеме	Фамилия, имя, отчество сварщика	Номер (клеймо) сварщика	Угол ввода луча, градус	Браковочная чувствительность	Описание дефектов	Оценка стыка (годен, не годен)

Начальник

лаборатории

_____ (подпись, инициалы, фамилия)

МП

Дефектоскопист

_____ (должность, подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Приложение Ц
(обязательное)**

Лаборатория

_____ (ее принадлежность)

ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ ПАРАМЕТРОВ КОНТАКТНОЙ СВАРКИ (ПАЙКИ) СТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

№ _____ " __ " _____ 20__ г.

Адрес

объекта

_____ (улица, привязки начального

_____ и конечного пикетов)

Газопровод сварен (спаян) из стальных труб согласно нормативным или техническим документам _____ наружным диаметром ____ мм, толщиной стенки трубы ____ мм.

Результаты проверки

Таблица Ц. 1

Номер стыка по сварочной схеме	Фамилия, имя, отчество сварщика	Номер (клеймо) сварщика	Номер диаграммной записи режима	Марка прибора, на котором производилась запись	Параметры, по которым выявлены дефекты	Оценка стыка (годен, не годен)

Начальник

лаборатории

 (подпись, инициалы, фамилия)

МП

Испытания
проводил

 (подпись, инициалы, фамилия)

МП

**Приложение Ш
(обязательное)
АКТ
ПРИЕМКИ ЭЛЕКТРОЗАЩИТНОЙ УСТАНОВКИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ**

г. _____

" ____ " _____ 20__ г.

Комиссия в составе представителей:

заказчика

_____ (наименование организации, должность, инициалы, фамилия)
строительно-монтажной _____ организации

_____ (наименование организации, должность, инициалы, фамилия)
эксплуатационной _____ организации

_____ (наименование организации, должность, инициалы, фамилия)
ознакомившись с технической документацией, осмотрев все узлы электрозащитной установки, смонтированной на

_____ (стена, опора, фундамент)
по _____ адресу

установила следующее:

Ш.1 _____ защита _____ выполнена _____ по _____ проекту

_____ (дренажная, катодная)

Ш.2 _____ Общая _____ протяженность _____ защищаемых _____ сетей

В _____ том _____ числе:

Ш.3 Характеристика узлов защиты:

а) _____
оборудование _____
_____ (шт.)

(тип)

б) _____
кабель _____

_____ (марка, длина)

в) _____
заземление _____ анодное

_____ (характеристика величины сопротивления растекания)

г) _____ опорные

пункты _____

(количество и на каких сооружениях)

д) _____ перемиčky

между _____

е) _____ заземление _____ электрозащитной
установки _____

(способ, величина, сопротивление растеканию)

ж) _____ прочие _____ устройства

Ш.4 Данные режима работы электрозащитной установки:

- а) величина тока (общая) _____
 б) величина тока в перемычках _____
 в) напряжение источника _____
 г) сопротивление _____

Ш.5 Замечания по монтажу и наладке электрозащитной установки:

Ш.6 Комиссия постановила электрозащитную установку принять в эксплуатацию с

" ___ " _____ 20___ г.

Представитель _____	строительно-монтажной		организации:
Представитель _____	эксплуатационной	(подпись)	МП организации:
Представитель заказчика _____		(подпись)	МП
		(подпись)	МП

Приложение Щ
(обязательное)
Особенности приемки законченных строительством
объектов системы газоснабжения

Щ.1 Приемка законченного строительством объекта системы газоснабжения, сооруженного в соответствии с проектом и требованиями этих Норм, должна производиться приемочной комиссией в соответствии с требованиями СНиП ПМР 12-01-2008, Правил безопасности газовом хозяйстве.

Щ.2 Кроме документации на строительство объектов систем газоснабжения, предусмотренной СНиП ПМР 12-01-2008, приемочной комиссии должны быть дополнительно представлены следующие документы:

- сертификаты, паспорта или другие документов заводов-изготовителей (или их заверенные копии), удостоверяющие качество труб, соединительных деталей, сварочных и изоляционных материалов;
- технические паспорта заводов-изготовителей (ЦЗЗ, ЦЗМ) или их копии на оборудование, узлы, соединительные детали, изоляционные покрытия, изолирующие фланцы, арматуру диаметром свыше 100 мм, а также другие документы, удостоверяющие качество оборудования (изделий);
- инструкции заводов-изготовителей по эксплуатации газового оборудования и приборов;
- строительные паспорта: подземного (надземного) газопровода, газового ввода; внутридомового (внутрицехового) оборудования; ГРП, резервуарной установки СУГ, а также протоколы проверки сварных стыков стального газопровода радиографическим методом, протоколы механических испытаний сварных стыков стального и полиэтиленового газопроводов, протокол проверки сварных стыков стального газопровода ультразвуковым методом и протокол проверки качества стыков, выполненных контактной сваркой и пайкой, должны быть оформлены в соответствии с формами, изложенными в приложениях П, Р, С, Т, У, Ф, Х, Ц, Ш;
- акт разбивки и передачи трассы (площадки) для подземного газопровода и резервуаров СУГ;
- журнал производства работ (для подземных газопроводов протяженностью свыше 100 м и резервуаров СУГ) - по требованию заказчика;
- акт приемки предусмотренных проектом установок электрохимической защиты (для подземных газопроводов и резервуаров СУГ);
- акт приемки газооборудования для проведения комплексного опробования (для предприятий и котельных) согласно приложению Э;
- акт приемки очищенной внутренней полости подлежащих восстановлению стальных газопроводов;
- технические свидетельства на примененные в строительстве газопроводов материалов и изделий зарубежного производства;
- протокол входного контроля всех конструкций, изделий и материалов, которые применяются при строительстве;
- протокол проверки и аттестат оборудования, использованного при сварке полиэтиленовых труб;
- копии разрешений на применение при строительстве труб, соединительных деталей и арматуры зарубежного производства;

Щ.3 Приемка законченного строительством объекта системы газоснабжения оформляется актом (приложение К) СНиП ПМР 12-01-2008.

**Приложение Ю
(обязательное)
АКТ
приемки газооборудования для проведения комплексного опробования (пуско-наладочных работ)**

_____ (наименование и адрес объекта) " __ " _____ 20__ г.
 Приемочная комиссия в составе: председателя комиссии - _____ представителя заказчика _____

_____ (фамилия, имя, отчество, должность)
 членов комиссии, представителей:
 генерального
 подрядчика _____

_____ (фамилия, имя, отчество, должность)
 эксплуатационной
 организации _____
 _____ (фамилия, имя, отчество, должность)
 органов _____ Гострудпромнадзора

_____ (фамилия, имя, отчество, должность)
 УСТАНОВИЛА:
 Ю.1 _____

Генеральным

подрядчиком

_____ (наименование организации)
 предъявлено к приемке для проведения пуско-наладочных работ газооборудование _____

_____ (тип установленной автоматики)
 на законченном _____ строительством _____ объекте

_____ (наименование объекта)
 Ю.2 Проект № _____ разработан _____

_____ (наименование организаций)
 Ю.3 Строительство системы газоснабжения объекта осуществлялось в сроки: начало работ _____

_____ (месяц, год)
 окончание работ _____

(месяц, год)

Ю.4 Документация на законченный строительством объект предъявлена в объеме, предусмотренном СНиП ПМР 21-02-02 и правилами безопасности в газовом хозяйстве.

Ю.3 Объект укомплектован аттестованным обслуживающим персоналом, на рабочих местах вывешены утвержденные схемы газооборудования и инструкции по эксплуатации Ю.6 Пуско-наладочные работы газооборудования с автоматикой безопасности и регулирования будут производиться _____

_____ (наименование пуско-наладочной организации)
 по договору № _____ от " __ " _____ 20__ г.

Срок окончания работ " __ " _____ 20__ г.

Приемочная комиссия рассмотрела представленную документацию, произвела осмотр системы газоснабжения, определила соответствие выполненных строительно-монтажных работ проекту, провела при необходимости: дополнительные испытания (кроме зафиксированных в исполнительной документации) _____

(виды испытаний)

Решение приемочной комиссии:

1 Строительно-монтажные работы выполнены в полном объеме в соответствии с проектом и требованиями СНиП ПМР 21-02-02.

2 Предъявленное к приемке газооборудование считать принятым с " __ " _____ 20__ г. для проведения комплексного опробования (пуско-наладочных работ).

3 Настоящий акт приемки считать основанием для разрешения пуска газа для проведения пуско-наладочных работ.

4 Заказчику по окончании пуско-наладочных работ следует предъявить рабочей комиссии газооборудование для приемки объекта в эксплуатацию.

Председатель комиссии _____
 подпись _____ МП _____

Представитель
генерального подрядчика _____
подпись МП

Представитель
эксплуатационной организации _____
подпись МП

Представитель органов
Гострудпромнадзора _____
подпись МП

Содержание

<u>ПРОЕКТИРОВАНИЕ</u>	3
<u>1 Общие положения</u>	3
<u>2 Системы газоснабжения и нормы давления газа</u>	5
<u>3 Расчетные расходы газа.</u>	6
<u>Гидравлический расчет газопроводов</u>	6
<u>4 Наружные газопроводы</u>	9
<u>Общие указания</u>	9
<u>Подземные газопроводы</u>	10
<u>Газопроводы из полиэтиленовых труб</u>	14
<u>Реконструкция подземных стальных газопроводов</u>	15
<u>с применением полиэтиленовых труб</u>	15
<u>Наземные и наземные газопроводы</u>	16
<u>Пересечения газопроводами водных преград</u>	20
<u>Пересечения газопроводами железнодорожных</u>	22
<u>и трамвайных путей, автомобильных дорог</u>	22
<u>Размещение отключающих устройств на газопроводах</u>	23
<u>Сооружения на газопроводах</u>	24
<u>Защита от коррозии</u>	25
<u>5 Газорегуляторные пункты</u>	26
<u>Общие указания</u>	26
<u>Газорегуляторные пункты и газорегуляторные пункты блочные</u>	27
<u>Шкафные регуляторные пункты</u>	29
<u>и комбинированные домовые регуляторы давления</u>	29
<u>Газорегуляторные установки</u>	29
<u>Оборудование ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ</u>	30
<u>6 Внутренние устройства газоснабжения</u>	33
<u>Общие указания</u>	33
<u>Прокладка газопроводов</u>	34
<u>Газоснабжение жилых зданий</u>	36
<u>Газоснабжение производственных установок и котельных</u>	41
<u>Горелки инфракрасного излучения</u>	44
<u>и инфракрасные трубчатые газовые обогреватели</u>	44
<u>Газопроводы и газовое оборудование для газопламенной обработки металла</u>	45
<u>Учет потребления газа</u>	46
<u>7 Газоснабжение тепловых электростанций</u>	47
<u>Общие указания</u>	47
<u>Наружные газопроводы и устройства</u>	48
<u>Газорегуляторные пункты</u>	48
<u>Внутренние газопроводы</u>	49
<u>Внутреннее газовое оборудование</u>	49
<u>Общие указания</u>	51
<u>Газонаполнительные станции</u>	52
<u>Основные здания и сооружения</u>	52
<u>Размещение зданий и сооружений</u>	53
<u>Планировка территории, дороги, требования к зданиям и сооружениям</u>	55
<u>Сливные устройства</u>	57
<u>Резервуары для СУГ</u>	57
<u>Технологическое оборудование</u>	59
<u>Газопроводы и арматура</u>	60
<u>Автоматизация производственных процессов и КИП</u>	61
<u>Связь, пожарная и охранная сигнализации</u>	63

<u>Водоснабжение, канализация, отопление и вентиляция</u>	63
<u>Противопожарное водоснабжение</u>	63
<u>Газонаполнительные пункты</u>	65
<u>Промежуточные склады баллонов</u>	67
<u>Автомобильные газозаправочные станции и пункты сжиженных газов</u>	68
<u>Электроснабжение, электрооборудование, молниезащита и связь</u>	69
<u>9 Газоснабжение сжиженными газами от резервуарных и баллонных установок</u>	70
<u>Общие указания</u>	70
<u>Резервуарные установки</u>	70
<u>Испарительные и смесительные установки</u>	73
<u>Групповые баллонные установки</u>	75
<u>Трубопроводы групповых баллонных и резервуарных установок</u>	77
<u>Индивидуальные газобаллонные установки</u>	78
<u>10 Дополнительные требования к газопроводам в сложных инженерно-геологических условиях</u>	
79	
<u>Подрабатываемые территории</u>	79
<u>Сейсмические районы</u>	81
<u>Районы с пучинистыми, просадочными и набухающими грунтами</u>	81
<u>Районы с водонасыщенными грунтами</u>	82
<u>Оползнеоопасные территории</u>	82
<u>11 Материалы и технические изделия</u>	82
<u>Общие указания</u>	82
<u>Стальные трубы и соединительные детали</u>	82
<u>Полиэтиленовые трубы и соединительные детали</u>	86
<u>Резиновые рукава</u>	86
<u>Защитные противокоррозионные материалы</u>	86
<u>Запорное и регулирующее оборудование, приборы и другие технические изделия</u>	87
<u>Дополнительные требования к материалам газопроводов и арматуры в сложных инженерно-геологических условиях</u>	91
<u>12 Автоматизированные системы контроля и управления технологическими процессами</u>	92
<u>13 Оценка воздействий на окружающую природную среду</u>	97
<u>СТРОИТЕЛЬСТВО</u>	100
<u>14 Общие положения</u>	100
<u>15 Земляные работы</u>	100
<u>16 Сборка и сварка газопроводов из стальных труб</u>	102
<u>17 Сборка и сварка газопроводов из полиэтиленовых труб</u>	107
<u>Реконструкция подземных стальных газопроводов с применением полиэтиленовых труб</u>	109
<u>18 Защита от коррозии</u>	110
<u>Защита изоляционными покрытиями</u>	110
<u>Электрохимическая защита</u>	110
<u>19 Монтаж наружных и внутренних газопроводов, оборудования и приборов</u>	111
<u>20 Пересечение газопроводов с волными преградами, железнодорожными и трамвайными путями, автомобильными дорогами</u>	112
<u>21 Сооружения на газопроводах</u>	112
<u>22 Дополнительные требования к газопроводам в сложных инженерно-геологических условиях</u>	113
<u>23 Производство испытаний</u>	113
<u>ЭКСПЛУАТАЦИЯ</u>	119
<u>24 Общие положения</u>	119

Приложение А	121
(обязательное)	121
Термины и определения	121
Приложение Б	125
(справочное)	125
Перечень нормативных документов, на которые даны ссылки в тексте	125
Приложение В	130
(справочное)	130
Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения	130
Приложение Г	130
(рекомендуемое)	130
Значение коэффициентов часового максимума расхода газа по отраслям промышленности	130
Приложение Д	130
(рекомендуемое)	130
Значение коэффициента одновременности K_{sim} для жилых домов	130
Приложение Е	131
(рекомендуемое)	131
Гидравлический расчет газопроводов	131
Приложение Ж	134
(обязательное)	134
Отвод продуктов сгорания	134
Приложение И	138
(обязательное)	138
Выбор стальных труб для систем газоснабжения	138
Приложение К	141
(рекомендуемое)	141
Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования в системах газоснабжения	141
тепловых электростанций	141
Приложение Л	143
(рекомендуемое)	143
Число квартир, которое целесообразно снабжать паровой фазой СУГот одной резервуарной	143
установки	143
Приложение М	143
(рекомендуемое)	143
Число квартир, которое целесообразно снабжать газовоздушной смесью от одной резервуарной	143
установки	143
Приложение Н	144
(обязательное)	144
ПЕРВИЧНЫЕ СРЕДСТВА ПОЖАРОТУШЕНИЯ	144
Приложение П	145
(обязательное)	145
СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПАСПОРТ ПОДЗЕМНОГО	145
(НАДЗЕМНОГО) ГАЗОПРОВОДА,	145
ГАЗОВОГО ВВОДА, ВВОДНОГО ГАЗОПРОВОДА,	145
Приложение Р	148
(обязательное)	148
СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПАСПОРТ ВНУТРИДОМОВОГО	148
(ВНУТРИЦЕХОВОГО) ГАЗООБОРУДОВАНИЯ,	148
Приложение С	150
(обязательное)	150
СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПАСПОРТ ГРП (ГРБП)	150
Приложение Т	152

<u>(обязательное)</u>	152
<u>СТРОИТЕЛЬНЫЙ ПАСПОРТ РЕЗЕРВУАРНОЙ УСТАНОВКИ СУГ</u>	152
<u>Приложение У</u>	154
<u>(обязательное)</u>	154
<u>ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ СВАРНЫХ СТЫКОВ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</u>	
<u>РАДИОГРАФИЧЕСКИМ МЕТОДОМ</u>	154
<u>Приложение Ф</u>	155
<u>(обязательное)</u>	155
<u>ПРОТОКОЛ МЕХАНИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ СТАЛЬНОГО</u>	
<u>(ПОЛИЭТИЛЕНОВОГО) ГАЗОПРОВОДА</u>	155
<u>Приложение Х</u>	156
<u>(обязательное)</u>	156
<u>ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ СВАРНЫХ СТЫКОВ СТАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА</u>	
<u>УЛЬТРАЗВУКОВЫМ МЕТОДОМ</u>	156
<u>Приложение Ц</u>	156
<u>(обязательное)</u>	156
<u>ПРОТОКОЛ ПРОВЕРКИ ПАРАМЕТРОВ КОНТАКТНОЙ СВАРКИ (ПАЙКИ) СТАЛЬНЫХ</u>	
<u>ГАЗОПРОВОДОВ</u>	156
<u>Приложение Ш</u>	157
<u>(обязательное)</u>	157
<u>АКТ</u>	157
<u>ПРИЕМКИ ЭЛЕКТРОЗАЩИТНОЙ УСТАНОВКИ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ</u>	157
<u>Приложение Щ</u>	158
<u>(обязательное)</u>	158
<u>Особенности приемки законченных строительством</u>	158
<u>объектов системы газоснабжения</u>	158
<u>Приложение Ю</u>	159
<u>(обязательное)</u>	159
<u>АКТ</u>	159
<u>приемки газооборудования для проведения комплексного опробования (пуско-наладочных</u>	
<u>работ)</u>	159
<u>Содержание</u>	160