

ГРАДОСТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ И ПРАВИЛА

**ГАЗОСНАБЖЕНИЕ.
НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.**

ШНК 2.04.08-13

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ КОМИТЕТ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН ПО
АРХИТЕКТУРЕ И СТРОИТЕЛЬСТВУ**

Ташкент – 2013

УДК

ШНК 2.04.08-13 «Газоснабжение. Нормы проектирования». г.Ташкент, 2013.
Госархитектстрой РУз.

Разработаны и внесены: ООО «O'zgazloyiha» (А.Мирсагатов–руководитель темы, К.Касимов, Д.Кучкаров.)

Редакторы: Б.Закиров, М.Шодиев, М.Мирзабаев (Госархитектстрой),
К.Касимов, А.Мирсагатов, Д.Кучкаров, Н.Султанов (ООО «O'zgazloyiha»)

Подготовлены к утверждению Управлением мониторинга деятельности проектных организаций Госархитектстроя РУз (М.Т.Холходжаев).

С введением в действие ШНК 2.04.08-13 «Газоснабжение. Нормы проектирования» на территории республики Узбекистан утрачивает силу КМК 2.04.08-96 «Газоснабжение. Нормы проектирования» и Изменение №1 КМК 2.04.08-96 «Газоснабжение. Нормы проектирования» 2008 г.

Согласовано: Главное Управление пожарной безопасности МВД Республики Узбекистан, ГИ «Саноатгеоконтехназорат».

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения Госархитектстроя Республики Узбекистан.

Государственный комитет Республики Узбекистан по архитектуре и строительству (Госархитектстрой РУз)	Градостроительные нормы и правила	ШНК 2.04.08-13
	Газоснабжение Нормы проектирования	Взамен КМК 2.04.08-96

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящие нормы распространяются на проектирование новых, расширяемых и реконструируемых систем газоснабжения, сооружаемых на территории населенных пунктов и предназначенных для обеспечения природным (газовых и нефтяных месторождений) газом с избыточным давлением не более 1,2МПа (12kgf/cm²), сжиженными углеводородными газами (в дальнейшем СУГ) с избыточным давлением до 1,6МПа (16kgf/cm²) включая потребителей, использующих эти газы в качестве топлива.

Настоящие нормы распространяются также на проектирование межпоселковых газопроводов и внеплощадочных газопроводов промышленных предприятий, использующих газ в качестве топлива.

Настоящие нормы не распространяются на проектирование систем газоснабжения предприятий черной металлургии, нефтеперерабатывающей и других отраслей промышленности, для которых проектирование газоснабжения осуществляется в соответствии с отраслевыми нормативными документами, утвержденными в установленном порядке, внутриплощадочных газопроводов предприятий, использующих газ в качестве

сырья, и газооборудование передвижных средств.

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

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящих нормах и правилах использованы ссылки на нормативные документы, перечень которых приведен в приложении А.

3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

3.1. Проектировать системы газоснабжения следует на основе утвержденных схем газоснабжения республики, областей, городов и других населенных пунктов, а при отсутствии схем газоснабжения - на основе схем (проектов) районной планировки и генеральных планов населенных пунктов.

3.2. При проектировании систем газоснабжения кроме требований настоящих норм следует руководствоваться указаниями "Правила пользования газом в быту на территории Республики Узбекистан»

Внесены Управлением мониторинга деятельности проектных организаций Госархитектстрой Республики Узбекистан	Утверждены Приказом Госархитектстрой от 9 апреля 2013г. № 41	Срок введения в действие 1 мая 2013г.
--	--	--

1997г.; "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" утвержденный ГИ "Саноатгеоконтехназорат" №258 23.11.2011г., "Правил поставки газа потребителям Республики Узбекистан", утвержденным Постановлением Кабинета Министров РУз №8 от 10.01.2000г.; "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), утвержденных Государственной инспекцией «Узгосэнергонадзор» 2011г., ҚМҚ 3.05.02-96, а также других нормативных документов, утвержденных или согласованных с Госархитекстрой Республики Узбекистан.

3.3. Газ, предусматриваемый для использования в качестве топлива, должен соответствовать ГОСТ 5542-87 для природного газа и ГОСТ 20448-90 для СУГ.

3.4. Температура газа, выходящего из газораспределительных станций (ГРС) должна быть не ниже минус 10⁰С при подаче газа в подземные газопроводы и не ниже расчетной температуры наружного воздуха для района строительства при подаче газа в надземные и наземные газопроводы.

3.5. За расчетную температуру наружного воздуха следует принимать температуру наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 по ҚМҚ 2.01.01-94.

3.6. Разработку проектов системы газоснабжения следует вести на основании технических условий на присоединение объекта газового хозяйства к источникам газораспределения, выдаваемых владельцем газовых сетей.

3.7. При проектировании систем газоснабжения населенных пунктов и отдельных объектов следует предусматривать наиболее прогрессивные технические решения, обеспечивающие рациональное использование газового топлива.

При техническом перевооружении систем газоснабжения производств, реконструкции газопроводов и газового оборудования газоиспользующих агрегатов газовое оборудование должно быть приведено в соответствии с требованиями настоящих ШНК.

3.8. Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации следует предусматривать в соответствии с ШНК 1.03.01-08.

3.9. Газовые сети и сооружения на них следует проектировать с учетом максимальной индустриализации строительно-монтажных работ за счет применения сборно-блочных, стандартных и типовых элементов и деталей, изготавливаемых на заводах или в заготовительных мастерских. При этом необходимо учитывать современные методы производства строительно-монтажных работ и возможность использования типовых проектов.

3.10. В проектах на прокладку межпоселковых газопроводов необходимо предусматривать решения по охране окружающей среды в соответствии с требованиями разд.9 ҚМҚ 2.05.06-97 и инструкции «По проведению инвентаризации источников загрязнения и нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для предприятий Респуб-

лики Узбекистан» утвержденной Госкомприроды Республики Узбекистан, №105 от 15.12.2005г.

3.11. При разработке проектной документации на газификацию с применением комплексно поставляемого технологического и газового оборудования, предварительно закупленного заказчиком, в том числе и за рубежом, возможность его использования должна определяться проектной организацией, имеющей на данный вид деятельности специальную лицензию.

При принятии иностранными фирмами - поставщиками обязательств по изготовлению проекта, с привязкой поставляемого газового оборудования, заказчик должен обеспечить экспертизу проектной документации специализированным или головным институтом.

СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И НОРМЫ ДАВЛЕНИЯ ГАЗА

3.12. Выбор системы распределения газа производить в зависимости от объема, структуры и плотности газопотребления населенных пунктов, размещения жилых и производственных зон, а также источников газоснабжения (местоположение и мощность существующих и проектируемых магистральных газопроводов, газораспределительных станций (ГРС), газораспределительных пунктов (ГРП), газонаполнительных станций (ГНС) и др.). Выбор той или иной газораспределительной системы в проекте должен быть техникоэкономически обоснован.

3.13. Система газоснабжения подразделяются по:

- виду газа (природный, СУГ);
- числу ступеней регулирования давления газа (одно- и многоступенчатые);
- принципу построения (кольцевые, тупиковые, смешанные).

При использовании одно- и многоступенчатые системы распределения газ потребителям подается соответственно по распределительным газопроводам одной или нескольких категорий давления.

Для крупных и средних городов предусматривают многоступенчатые газораспределительные системы.

Для малых городов или отдельных жилых микрорайонов, а также для сельских местностей в качестве наиболее рациональной газораспределительной системы рекомендуется система распределения среднего давления с установкой комбинированных (домовых) регуляторов давления газа.

Принцип построения газораспределительных систем выбирается в зависимости от характера планировки и плотности застройки поселения. Предпочтительными являются смешанные или кольцевые газораспределительные системы, обеспечивающие наиболее равномерный режим давления во всех точках отбора газа из распределительных газопроводов, а также повышающие надежность систем газоснабжения.

3.14. Газопроводы систем газоснабжения в зависимости от давления транспортируемого газа подразделяются на:

газопроводы высокого давления I категории - при рабочем давлении газа свыше 0,6МПа (6kgf/cm²) до 1,2МПа (12kgf/cm²) включительно для природного газа и до 1,6МПа (16kgf/cm²) для сжиженных углеводородных газов (СУГ);

газопроводы высокого давления II категории при рабочем давлении газа свыше 0,3МПа (3kgf/cm²) до 0,6МПа (6kgf/cm²);

газопроводы среднего давления - при рабочем давлении газа свыше 500даПа (0,05kgf/cm²) до 0,3МПа (3kgf/cm²);

газопроводы низкого давления - при рабочем давлении газа до 500даПа (0,05kgf/cm²) включительно.

Между газопроводами различных категорий давления, входящих в систему газораспределения, как правило, следует предусматривать газорегуляторные пункты (установки).

3.15. Классификация газопроводов входящих в систему газоснабжения приведена в приложении В.

3.16. Давление газа во внутренних газопроводах и перед газоиспользующими установками должно соответствовать давлению, необходимому для устойчивой работы этих установок, указанному в технических паспортах заводов-изготовителей, но не должно превышать значений, приведенных в таблице 1.

Таблица I

Потребители газа	Давление газа, МПа (kgf/cm ²)
1.Производственные здания, в которых величина давления газа обусловлена требованиями производства	1,2 (12)
2. Производственные здания прочие	0,6 (6)
3. Бытовые здания промышленных предприятий отдельно стоящих, пристроенные к производственным зданиям и встроенные в эти здания	0,3 (3)
4.Административные здания	0,005 (0,05)
5. Котельные: - отдельно стоящие на территории производственных предприятий - то же, на территории населенных пунктов - пристроенные, встроенные и крышные производственных зданий - пристроенные, встроенные и крышные общественных, административных и бытовых зданий - пристроенные, встроенные и крышные жилых зданий	1,2 (12) 0,6 (6) 0,6 (6) 0,3 (3) 0,005 (0,05)
6. Общественные здания (кроме зданий, в которых установка газового оборудования требованиями ШНК 2.08.02-09 не допускается) и складские	0,005 (0,05)
7. Жилые дома	0,003 (0,03)

3.17. При газоснабжения СУГ рекомендуется газораспределительные системы на базе резервуарных установок или станций регазификации.

Газораспределительные системы с использованием групповых или индивидуальных баллонных установок СУГ рекомендуются применять толь-

ко при технической невозможности или экономической нецелесообразности использования резервуарных установок.

3.18. 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.

3.19. Годовые расходы газа для жилых домов, предприятий бытового

обслуживания населения, общественного питания, предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий, а также для учреждений здравоохранения следует определять по нормам расхода теплоты, приведенным в табл.2.

РАСЧЕТНЫЕ РАСХОДЫ ГАЗА

Таблица 2

Потребители газа	Показатели потребления газа	Нормы расхода теплоты МД (тыс.kcal)
1	2	3
1. Жилые дома		
При наличии в квартире плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении:		
природным газом	на 1 человека в год	4440 (1060)
СУГ	То же	4170 (990)
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении:		
природным газом	То же	6450 (1540)
СУГ	"-	6060 (1440)
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении:		
природным газом	"-	6000 (1430)
СУГ	"-	5800 (1380)
2. Предприятия бытового обслуживания населения		
Фабрики - прачечные:		
на стирку белья в механизированных прачечных	На 1 тонну сухого белья	8800 (2100)
на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами	То же	12600 (3000)
на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	"-	18800 (4500)
Дезкамеры:		
на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах	"-	2240 (535)
на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	"-	1260 (300)
Бани:		
мытье без ванн	На 1 помывку	40 (9.5)
мытье в ваннах	То же	50 (12)

3. Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе: на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия)	на 1 обед	4.2 (1)
на приготовление завтраков и ужинов	на 1 завтрак или ужин	2.1 (0.5)
4. Учреждения здравоохранения		
Больницы, родильные дома:		
на приготовление пищи	на 1 койку в год	3200 (760)
на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	То же	9200 (2200)
5. Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни:		
на выпечку хлеба формового	на 1 т. изделий-	2500 (600)
на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы	То же	5400 (1300)
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т.п.)	То же	7750 (1850)

ПРИМЕЧАНИЯ:

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

2. При применении газа для лабораторных нужд школ, вузов, техникумов и других специальных учебных заведений нормы расхода теплоты следует принимать в размере 50 MJ (12 тыс.kcal) в год на одного учащегося.

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

Годовые расходы газа при индивидуальном отоплении домов (квартир) независимо от вида отопительного газового прибора (при отсутствии счетчиков) принимать в соответствии с Постановлением Кабинета Министров Республики Узбекистан №99 от 28 марта 2002 г.

3.20. При составлении проектов генеральных планов городов и других населенных пунктов допускается принимать укрупненные показатели

потребления газа, кубометров в год на 1 человека:

при наличии централизованного горячего водоснабжения - 132;

при горячем водоснабжении от газовых водонагревателей - 192;

при отсутствии всяких видов горячего водоснабжения - 180 (200 в сельской местности).

3.21. Годовые расходы газа 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 табл.2.

3.22. Годовые расходы газа на технологические нужды промышленных и сельскохозяйственных предприятий следует определять по данным топ-

ливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) этих предприятий с перспективой их развития или на основе технологических норм расхода топлива (теплоты).

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

Таблица 3

Назначение расходаемого газа	Показатель на одно животное	Нормы расхода теплоты на нужды животных, МД(тыс.kcal)
Приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов, корне- и клубнеплодов и подогрев воды для питья и санитарных целей	1 лошадь	2490 (585)
	1 корова	10400 (2480)
	1 свинья	5290 (1260)
	1 овца	960 (225)
	(коза)	

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

3.25. Максимальный часовой расход газа Q_d^h , m^3/h , при $0^\circ C$ и давлении газа 0.1 МПа (760 mm Hg) на хозяйственные и производственные нужды следует определять, как долю годового расхода по формуле:

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

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

Q_y - годовой расход газа, кубометров в год.

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

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

3.26. Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности и предприятий бытового обслуживания производственного характера (за исключением предприятий, приведенных в табл.5) следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) или по формуле (1), исходя из годового расхода газа с учетом коэффициентов часового максимума по отраслям промышленности, приведенных в рекомендуемом приложении С.

Таблица 4

Число жителей снабжаемых газом тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления), K_{\max}^h
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800

300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

Таблица 5

Предприятия	Коэффициент часового максимума расхода газа, K_{\max}^h
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Общественного питания	1/2000
По производству хлеба и кондитерских изделий	1/6000
Примечание: Для бань и прачечных коэффициенты часового максимума расхода газа приведены с учетом расхода газа на нужды отопления и вентиляции.	

3.27. Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетный часовой расход газа Q_d^h , m^3/h , следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле

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

где:

m

S – сумма произведений величин K_{sim}

$i=1$ – , q_{nom} и n_i от i до m ;

K_{sim} – коэффициент одновременности, значение которого следует принимать для жилых домов по справочному приложению D;

q_{nom} – номинальный расход газа прибором или группой приборов, m^3/h , принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов;

n_i – число однотипных приборов или групп приборов;

m – число типов приборов или групп приборов.

3.28. Годовые и расчетные часовые расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения следует определять в соответствии с указаниями ҚМҚ 2.04.01-98, ҚМҚ 2.04.05-97* и ҚМҚ 2.04.07-99.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ. РАСЧЕТ ДИАМЕТРА ГАЗОПРОВОДА И ДОПУСТИМЫХ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ

3.29. Пропускная способность газопроводов может приниматься из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы ГРП и газорегуляторных установок (ГРУ), а также работы горелок потребителей в допустимых диапазонах давления газа.

3.30. Расчетные внутренние диаметры газопроводов определяются исходя из условия обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

3.31. Расчет диаметра газопровода следует выполнять, 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.

Для упрощения расчетов также разрешается использовать номограммы и таблицы, составленные по этим формулам.

3.32. Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления принимаются в пределах категории давления, принятой для газопровода.

3.33. 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, в газопроводах вводах и внутренних газопроводах — 60 даПа.

3.34. Значения 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.

3.35. Падение давления на участке газовой сети можно определять:

- для сетей среднего и высокого давлений по формуле

$$P_H^2 - P_K^2 = \frac{P_0}{81\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l \quad (3)$$

где: P_H — абсолютное давление в начале газопровода, МПа;

P_K — абсолютное давление в конце газопровода, МПа;

$P_0 = 0,101325$ МПа;

λ — коэффициент гидравлического трения;

l — расчетная длина газопровода постоянного диаметра, м;

d — внутренний диаметр газопровода, см;

ρ_0 — плотность газа при нормальных условиях, kg/m^3 ;

Q_0 — расход газа, m^3/h , при нормальных условиях;

- для сетей низкого давления по формуле

$$P_H - P_K = \frac{10^6}{162\pi^2} \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l = 626,1 \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \rho_0 l \quad (4)$$

где: P_H — давление в начале газопровода, Па;

P_K — давление в конце газопровода, Па;

λ, l, d — обозначения те же, что и в формуле (3).

3.36. Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуемого числом Рейнольдса,

$$\text{Re} = \frac{Q_0}{9\pi d v} = 0,0354 \frac{Q_0}{d v} \quad (5)$$

где: v — коэффициент кинематической вязкости газа, m^2/s , при нормальных условиях;

Q_0, d — обозначения те же, что и в формуле (3), и гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию (6),

$$\text{Re} \left(\frac{n}{d} \right) < 23, \quad (6)$$

Где: Re — число Рейнольдса;

n — эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных — 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных — 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации — 0,0007 см;

d — обозначение то же, что и в формуле (3).

В зависимости от значения Re коэффициент гидравлического трения λ определяется:

- для ламинарного режима движения газа $Re < 2000$

$$\lambda = \frac{64}{Re}; \quad (7)$$

- для критического режима движения газа $Re = 2000-4000$

$$\lambda = 0,0025 Re^{0,333}; \quad (8)$$

- при $Re > 4000$ — в зависимости от выполнения условия (6);

- для гидравлически гладкой стенки (неравенство (6) справедливо):

- при $4000 < Re < 100\,000$ по формуле

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (9)$$

- при $Re > 100\,000$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \lg Re - 1,64)^2} \quad (10)$$

- для шероховатых стенок (неравенство (6) несправедливо) при $Re > 4000$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^2, \quad (11)$$

Где: n — обозначение то же, что и в формуле (6);

d — обозначение то же, что и в формуле (3).

3.37. 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.

3.38. Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения фактической длины газопровода на 5-10%.

3.39. Для наружных надземных и внутренних газопроводов расчетную длину газопроводов определяют по формуле (12)

$$l = l_1 + \frac{d}{100\lambda} \sum \xi \quad (12)$$

Где: l_1 — действительная длина газопровода, м;

$\sum \xi$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений участка газопровода;

d — обозначение то же, что и в формуле (3);

λ — коэффициент гидравлического трения, определяемый в зависимости от режима течения и гидравлической гладкости стенок газопровода по формулам (7)-(11).

3.40. В тех случаях, когда газоснабжение СУГ является временным (с последующим переводом на снабжение природным газом), газопроводы проектируются из условий возможности их использования в будущем на природном газе.

При этом количество газа определяется как эквивалентное (по теплоте сгорания) расчетному расходу СУГ.

3.41. Падение давления в трубопроводах жидкой фазы СУГ определяется по формуле (13)

$$H = 50 \frac{\lambda V^2 \rho}{d} \quad (13)$$

Где: λ — коэффициент гидравлического трения;

V — средняя скорость движения сжиженных газов, м/с.

С учетом противогравитационного запаса средние скорости движения жидкой фазы принимаются: во всасывающих трубопроводах — не более 1,2 м/с; в напорных трубопроводах — не более 3 м/с.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется по формуле (11).

3.42. Расчет диаметра газопровода паровой фазы СУГ выполняется в соответствии с указаниями по расчету газопроводов природного газа соответствующего давления.

3.43. При расчете внутренних газопроводов низкого давления для жилых домов допускается определять потери давления газа на местные сопротивления в размере, %:

- на газопроводах от вводов в здание:

до стояка — 25 линейных потерь
на стояках — 20 *- -*

- на внутриквартирной разводке:

при длине разводки 1—2 м — 450
линейных потерь

-* 3—4 — 300 -*

-* 5—7 — 120 -*

-* 8—12 — 50 -*

3.44. При расчете газопроводов низкого давления учитывается гидростатический напор H_g , даПа, определяемый по формуле (14)

$$H_g = \pm l g \cdot h (\rho_a - \rho_0) \quad (14)$$

Где: g — ускорение свободного падения, 9,81 м/с²;

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_0 — обозначение то же, что в формуле (3).

3.45 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 %.

3.46. 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.

3.47. При выполнении гидравлического расчета газопроводов, проведенного по формулам (5)—(14), а также по различным методикам и программам для электронно-вычислительных машин, составленным на основе этих формул, расчетный внутренний диаметр газопровода следует предварительно определять по формуле (15)

$$d_p = m^1 \sqrt{\frac{AB_{\rho_0} Q^n}{\Delta P_{\text{до}}}} \quad (15)$$

Где: d_p — расчетный диаметр, см;

А, В, — коэффициенты, определяемые по m , m^1 таблицам 6 и 7 в зависимости от категории сети (по давлению) и материала газопровода;

Q_0 — расчетный расход газа, m^3/h , при нормальных условиях;

$\Delta P_{уд}$ — удельные потери давления (Pa/m — для сетей низкого давления,

MPa/m — для сетей среднего и высокого давления), определяемые по формуле (16)

$$\Delta P_{уд} = \frac{\Delta P_{доп}}{1,1L} \quad (16)$$

Где: $\Delta P_{доп}$ — допустимые потери давления (Pa — для сетей низкого давления, MPa/m — для сетей среднего и высокого давления);

L — расстояние до самой удаленной точки, m .

Таблица 6

Категория сети	А
Сети низкого давления	$10^6/(162 \cdot \pi^2) = 626$
Сети среднего и высокого давления	$P_0/(P_n \cdot 162 \cdot \pi^2)$, $P_0 = 0,101325$ МПа, P_n — усредненное давление газа (абсолютное) в сети. МПа.

Таблица 7

Материал	В	m	m^1
Сталь	0,022	2	5
Полиэтилен	$0,3164 (9\pi v)^{0.25} = 0,0446$ v — кинематическая вязкость газа при нормальных условиях, m^2/s .	1,75	4,75

3.48. Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартно-

го ряда внутренних диаметров трубопроводов: ближайший больший — для стальных газопроводов и ближайший меньший — для полиэтиленовых.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА

3.49. Проектирование автоматизированных систем управления технологическими процессами распределения газа (АСУ ТП РГ) следует осуществлять в соответствии с требованиями настоящего раздела, ПУЭ и других нормативных документов по проектированию АСУ ТП РГ, утвержденных в установленном порядке.

3.50. Внедрение АСУ ТП РГ должно обеспечивать бесперебойную подачу и использование газа и улучшение технико-экономических показателей в системах газоснабжения, а также выработку и реализацию оптимальных (рациональных) управляющих воздействий на систему распределения газа в режимах нормального ее функционирования.

3.51. Автоматизированные системы управления технологическими процессами распределения газа (АСУ ТП РГ) имеют централизованную структуру, основными элементами которой являются контролируемые пункты (КП) на наружных сетях и сооружениях системы распределения газа (нижний уровень АСУ ТП РГ) и центральный диспетчерский пункт (ЦДП) (верхний уровень АСУ ТП РГ).

Верхний уровень АСУ ТП РГ реализуется в ЦДП в виде одного или нескольких автоматизированных рабочих мест (АРМ), связанных между собой локальной вычислительной сетью (ЛВС).

При необходимости создания многоуровневых АСУ ТП РГ предусматриваются промежуточные пункты управления (ППУ), координирующие работу КП. Работа ППУ координируется ЦДП. Допускается совмещение ППУ с одним из КП.

3.52. АСУ ТП РГ охватывают следующие газорегулирующие сооружения (ГС):

ГРС — связывающие магистральные газопроводы с городской (региональной) системой газораспределения (при соответствующем согласовании с организацией, эксплуатирующей данные магистральные газопроводы);

ГРП — обеспечивающие редуцирование давления газа в сетях высокого и среднего давления;

ГРП — питающие тупиковые сети низкого давления с часовым потреблением газа свыше $1000 \text{ m}^3/\text{h}$ (при нормальных условиях);

ГРП потребителей с расчетным расходом газа свыше $1000 \text{ m}^3/\text{h}$ (при нормальных условиях) — имеющие особые режимы газоснабжения или резервное топливное хозяйство;

ГРП — питающие кольцевые сети низкого давления;

ГРП — расположенные в удаленных населенных пунктах.

Количество потребителей, охваченных АСУ ТП РГ, должно, как правило, обеспечивать контроль потребления не менее 80 % объема газа,

потребляемого городом (регионом) с учетом сезонных колебаний потребления.

3.53. АСУ ТП РГ содержит информационные функциональные подсистемы, реализующие комплексы задач (КЗ) в соответствии с таблицей 8.

3.54. Система газораспределения, содержащая более 50 газовых объектов и обслуживающая город (регион) с населением свыше 500 тыс. человек, может быть оснащена АСУ ТП РГ, включающими в себя помимо функциональных подсистем информационного характера, указанных в таблице 8, функциональные подсистемы, реализующие комплексы задач (задачи) в соответствии с таблицей 9.

3.55. Для реализации функциональных подсистем АСУ ТП РГ, приведенных в таблицах 8 и 9, комплекс средств автоматизации (КСА) нижнего уровня АСУ ТП РГ должен, как правило, обеспечивать выполнение следующих функций:

а) измерение с периодичностью не более 5 с физических значений следующих параметров функционирования ГС:

- давление газа на каждом входе ГС (измеряется, если замерный узел расхода газа установлен после узла редуцирования давления газа);

- давление газа перед каждым замерным узлом расхода газа;

- перепад давления газа на каждом сужающем устройстве замерного узла расхода газа или объем газа по каждому замерному узлу расхода газа (при применении счетчиков расхода газа);

- температура газа по каждому замерному узлу;

- давление газа на каждом выходе ГС;

- положение регулирующего устройства;

б) сравнение измеренных значений параметров функционирования ГС с заданными минимальными и максимальными их значениями, фиксация и запоминание значений отклонений;

в) контроль с периодичностью не более 5 с следующих параметров со-

стояния технологического оборудования ГС:

- положение запорного устройства;

- засоренность фильтра (норма/выше нормы/авария);

- состояние предохранительно-запорного клапана («закрыт/открыт»);

- загазованность помещения (норма/выше нормы);

- температура воздуха в помещении (нормы/выше нормы/ниже нормы, пределы), устанавливается в соответствии с паспортными данными на приборы и оборудование;

Таблица 8

Наименование функциональной подсистемы АСУ ТП РГ	Комплекс задач	Периодичность решения
1. Оперативный контроль технологического процесса распределения газа.	1. Измерение, контроль и обработка технологических параметров по инициативе КП. 2. Периодическое измерение и контроль технологических параметров КП. 3. Измерение и контроль технологических параметров КП (выборочно) по инициативе диспетчерского персонала	При возникновении аварийной или перед аварийной ситуации. Устанавливается диспетчерским персоналом, но не реже одного раза в 120 min. По инициативе диспетчерского персонала в любой момент времени
2. Оперативный контроль состояния технологического оборудования	1. Передача в ЦДП информации об аварийных и нештатных ситуациях. 2. Периодический контроль состояния технологического оборудования КП. 3. Контроль и обработка показателей состояния технологического оборудования по инициативе диспетчерского персонала	При возникновении за время не более 30 s. Один раз в 60 min. По инициативе диспетчерского персонала

Таблица 9

Наименование функциональной подсистемы АСУ ТП РГ	Комплекс задач, задачи	Периодичность решения
1. Оперативный учет поступления и реализации газа	1. Оперативный учет поступления газа в город (регион). 2. Оперативный учет расхода газа по-	Не реже, чем один раз в сутки То же

	<p>ребителями.</p> <p>3. Оперативный контроль за соответствием плану поставок газа поставщиком</p> <p>4. Оперативный контроль за соответствием плану расходов газа потребителями.</p> <p>5. Оперативный баланс поступления газа в город (регион) и расхода газа потребителями</p>	<p>_*-</p> <p>_*-</p> <p>Не реже, чем один раз в месяц, а в условиях дефицита подачи газа — не реже, чем один раз в сутки</p>
2.Прогнозирование технологического процесса газораспределения	<p>1. Прогнозирование потребности подачи газа в город (регион).</p> <p>2. Прогнозирование расхода газа крупными предприятиями (ТЭЦ, крупные котельные и промпредприятия).</p> <p>3. Прогнозирование суточного баланса поступления газа в город (регион) и расхода газа потребителями</p>	<p>Не реже, чем один раз в месяц, а в условиях дефицита подачи газа — не реже, чем один раз в сутки.</p> <p>То же</p> <p>Один раз в сутки в условиях дефицита подачи газа</p>
3. Анализ технологического процесса распределения газа в сетях низкого, среднего и высокого давлений	Анализ функционирования газовых сетей на основе гидравлической модели процесса распределения газа и электронной схемы газовых сетей, привязанной к карте (схеме) города (региона)	При изменении конфигурации газовой сети, подключении или отключении потребителей газа, локализации аварийных ситуаций и в других случаях при необходимости
4. Формирование и передача управляющих воздействий	<p>1.Выдача команд-инструкций на сокращение или увеличение потребления газа.</p> <p>2.Выдача команд на принудительное сокращение подачи газа потребителям, превышающим договорные объемы поставки газа.</p> <p>3. Телерегулирование давления газа на выходах ГС, кроме ГРП потребителей.</p> <p>4.Телеуправление отключающими устройствами</p>	<p>При необходимости.</p> <p>То же</p> <p>_*-</p> <p>_*-</p>
5. Автоматизированный контроль функционирования комплекса технических средств АСУ ТП РГ	<p>1. Передача в ЦДП информации о состоянии датчикового оборудования.</p> <p>2. Передача в ЦДП информации о состоянии функциональных блоков КП, ППУ.</p> <p>3. Передача в ЦДП информации о состоянии линии связи</p>	<p>При возникновении неисправности или по вызову диспетчерского персонала за время не более 30 с.</p> <p>То же</p> <p>_*-</p>
6. Связь АСУ ТП РГ с организационно	1. Обеспечение обмена информацией между АСУ ТП РГ и организационно-	По мере подготовки информации.

экономическими АСУ различного назначения	экономической АСУ. 2. Обеспечение передачи и приема информации между АСУ ТП РГ и общегородской (региональной) АСУ.	То же
--	---	-------

- состояние дверей в технологическом и приборном помещении (открыты/закрыты);

- признак санкционированного доступа в помещение (свой/чужой);

г) контроль отклонений параметров состояния технологического оборудования от установленных значений в соответствии с паспортными данными на технологическое оборудование, фиксация и запоминание отклонений;

д) расчет расхода и количества газа через каждый замерный узел - ГС, основанный на методе переменного перепада давления, в соответствии с ГОСТ 8.586.1,2,3,4,5-2005 при применении счетчиков;

е) расчет объемов газа по каждому замерному узлу за следующие периоды:

- 5 секунд (значение мгновенного расхода газа);

- 1 час;

- 1 сутки;

- 1 месяц;

ж) ввод и хранение следующих нормативно-справочных данных:

- текущее время;

- дата (год, месяц, число);

- код (номер) замерного узла, название и код автоматизированного ГС;

- плотность газа в нормальных условиях;

- 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 перепада давления дифманометром (при применении сужающих устройств) или диапазон измерения расхода газа счетчиками;

- величины наименьшего перепада давления, при которых погрешность измерения расхода газа превосходит допустимую по ГОСТ 8.143-75 (при применении сужающих устройств);

- величины максимальных перепадов давления, при которых должны происходить переключения дифманометров (при применении сужающих устройств);

з) 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;

- отклонение значений перепада давления за пределы рабочего диапа-

зона дифманометров (при применении сужающего устройства);

- отклонение давления газа за пределы значений, установленных договором с потребителем газа;

- отказ датчиков контроля состояния технологического оборудования;

- отказ датчиков перепада давления, датчиков давления и температуры газа, счетчиков расхода газа;

- замена текущих показаний датчиков перепада давления, давления и температуры константами;

- отклонение напряжения электропитания за допускаемые значения;

- отсутствие сетевого электропитания;

и) комплекс средств автоматизации ГС должен запоминать и передавать в ЦДП по каждому замерному узлу ГС информацию, необходимую для составления на верхнем уровне системы следующих видов отчетов: месячный, суточный, часовой, оперативный (по вызову). Каждый вид отчета должен содержать:

- название (код) КП;

- код (номер) замерного узла КП;

- дату и время составления отчета;

- значение всех введенных оператором констант и время их введения.

В месячном отчете представляются значения параметров потока газа за каждые сутки за последний контрактный месяц. Отчет должен, как правило, содержать следующие данные:

- дату (число, месяц, год);

- объем газа при нормальных условиях за каждые сутки, m^3 ;

- суммарный объем газа при нормальных условиях за отчетный период, m^3 ;

- средний суточный расход, m^3/h ;

- среднесуточное значение перепада давления, МПа (для диафрагм);

- среднесуточное значение давления на входе замерного узла, МПа;

- среднесуточное значение атмосферного давления;

- среднесуточное значение температуры газа;

- 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 содержит следующие данные:

- дату (число, месяц, год);

- время (часы, минуты);

- объем газа при нормальных условиях за каждый час, m^3 ;

- суммарный объем газа при нормальных условиях за суточный период, m^3 ;

- среднее часовое значение перепада давления (для сужающих устройств), среднее часовое значение давления на входе замерного узла, среднее часовое значение температуры газа;

- изменение данных, которые могут повлиять на результаты расчета, и время их введения;

- нештатные ситуации и время их возникновения.

Часовой отчет содержит:

- время (начало часа);

- средний расход газа за час, m^3/h ;

- средний перепад давления за час (для сужающих устройств);

- среднее давление на входе замерного узла за час;

- среднюю температуру газа за час;

- записи о вмешательстве оператора и нештатных ситуациях.

Оперативный отчет содержит полученные в результате последнего расчета, предшествующего сигналу запроса (опроса), следующие данные:

- текущее время (время опроса);
- давление газа на каждом ЗУ, МПа;

- температура газа на каждом ЗУ;
- мгновенный расход газа на каждом ЗУ, m^3/h ;

- интегральный расход газа на каждом ЗУ, m^3/h ;

- изменение данных, которые могут повлиять на результаты расчета, и время их введения;

- нештатные ситуации и время их возникновения;

- давление газа на каждом входе ГС, МПа;

- давление газа на каждом выходе ГС (для сетевых ГРС, ГРП), МПа;

- данные о состоянии технологического оборудования;

- перепады давления на фильтрах.

3.56. Информация о расходе газа объектами газопотребления, контролируемые АСУ ТП РГ, и информация об объеме газа, поступающем в систему газораспределения города (региона) через сетевую (сетевые) ГРС из магистральных газопроводов, должна быть пригодна для взаимных расчетов за поставленный газ по действующим нормативным документам.

Допускается не устанавливать регистрирующие приборы давления и расхода газа в ГС, охваченных АСУ ТП РГ.

3.57. Регулирование параметров технологического процесса газораспределения и АСУ ТП РГ производится по командным сигналам с ЦДЛ путем воздействия на управляющие и исполнительные устройства, установленные на газовых объектах газораспределительной системы.

Для управления отключающими устройствами применяются 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.

3.58. Проектирование АСУ ТП РГ осуществляется в соответствии с ПУЭ, ГОСТ 34.003-90, ГОСТ 34.201-89, ГОСТ 34.601-90, ГОСТ 34.602-89 и положениями настоящего раздела.

3.59. Проектирование и строительство АСУ ТП РГ рекомендуется производить по очередям.

Первая очередь внедрения АСУ ТП РГ должна предусматривать функционирование системы в информационном режиме централизованного контроля при ограниченном числе контролируемых объектов.

3.60. Параметры выходных электрических сигналов датчиков должны соответствовать параметрам входных электрических сигналов средств вычислительной техники по ГОСТ 21552-84.

3.61. КСА, устанавливаемые на ГС, должны иметь степень защиты от воздействия окружающей среды IP54 по ГОСТ 14254-96.

3.62 СА, устанавливаемые на ГС, должны быть рассчитаны на эксплуатацию во взрывоопасных зонах помещений классов В-Ia, В-Iг (ПУЭ), где возможно образование взрывоопасных смесей категорий ПА, ПВ групп ТЗ согласно ГОСТ 30852.2-2002, ГОСТ 30852.5 - 2002, ГОСТ30852.11-2002, ГОСТ 30852.19-2002.

3.63. По устойчивости к воздействию климатических факторов КСА, устанавливаемые на ЦДП, должны соответствовать второй группе, а КСА, устанавливаемые на ГС, третьей группе по ГОСТ 21552-84 для средств вычислительной техники.

3.64. ЦДП следует размещать в помещениях, обеспечивающих оптимальные условия эксплуатации аппаратуры и комфортные условия работы диспетчерского персонала.

3.65. КП, оборудуемые на ГРС, ГРП (ГРУ) и замерных пунктах систем газораспределения, должны иметь:

- а) контур заземления;
- б) отопительную систему, поддерживающую температуру в помещениях не ниже 5 °С:

- в) телефонный ввод или каналобразующую аппаратуру радиоканала,

Для размещения аппаратуры АСУ ТП РГ на КП допускается устройство отдельного (аппаратного) помещения, которое, кроме указанных выше требований к обустройству КП, должно:

- 1) примыкать к технологическому помещению;

- 2) иметь отдельный вход;

- 3) иметь площадь не менее 4 м².

4. НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ И СООРУЖЕНИЯ

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

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

4.2. Согласование и представление (отвод) земельных участков для строительства газопроводов производятся органами местного самоуправления в пределах своих полномочий, руководствуясь при этом основными положениями Земельного кодекса Республики Узбекистан, Градостроительного кодекса Республики Узбекистан, охраны окружающей среды, а также нормативно-правовыми актами, регулирующими землепользование, проектирование и строительство.

4.3. Проекты наружных газопроводов, прокладываемых по территории населенных пунктов, следует выполнять на топографических планах в масштабах, предусмотренных О'zDSt-735-96. Допускается выполнение проектов межпоселковых газопроводов на планах М 1:5000 при закреплении оси трассы в натуре.

Продольные профили составляются для газопроводов, прокладываемых на местности со сложным рельефом, а также для технически сложных объектов при применении новых технологий, для подземных газопроводов на территории населенных пунктов и т.д.

Не требуется составлять продольные профили участков подземного газопровода, прокладываемого на местности со спокойным рельефом, при отсутствии пересечений газопровода с естественными преградами и различными сооружениями, а также на надземные и наземные газопроводы.

4.4. Возможность использования материалов топографических, гидрологических и геологических изысканий, срок давности которых превышает 1 год, должна быть подтверждена территориальными органами архитектуры.

4.5. Прокладку наружных газопроводов на территории населенных пунктов следует предусматривать, как правило, подземной в соответствии с требованиями ШНК-2.07.01-03*. Надземная и наземная прокладка газопроводов допускается на отдельных участках трассы, внутри жилых кварталов и дворов, в сельской местности вне проезжей части, в местах отводов к газифицируемым зданиям.

Прокладку газопроводов по отношению к метрополитену следует предусматривать в соответствии с требованиями ШНК 2.07.01-03*.

На территории промышленных предприятий прокладку наружных газопроводов следует осуществлять, как правило, надземно в соответствии с требованиями СНиП II-89-80.

Транзитную прокладку распределительных газопроводов через территории предприятий, организаций и т.п. (при отсутствии возможности иной прокладки) можно предусматривать для газопроводов давлением до 0,6 МПа при условии обеспечения

постоянного доступа на эти территории представителей предприятия, эксплуатирующего данный газопровод.

При проектировании прокладки газопроводов методом горизонтального и наклонно-направленного бурения рекомендуется применение расчетов и порядок проведения работ согласно СП 42-101-2003.

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

В существующих жилых домах, принадлежащих гражданам на правах личной собственности, допускается ввод газопровода в жилое помещение, где установлена отопительная печь, при условии размещения отключающего устройства снаружи здания.

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

Размещение отключающих устройств следует предусматривать снаружи здания.

4.7. Вводы газопроводов в здания промышленных предприятий и другие здания производственного характера следует предусматривать непосредственно в помещение, где находятся агрегаты, потребляющие газ, или в смежное с ним помещение при условии соединения этих помещений открытым проемом. При этом воздухообмен в смежном помещении должен быть не менее трехкратного в час.

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

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

Допускается ввод газопроводов в подвальные помещения промышленных предприятий, где по технологическому процессу размещаются агрегаты, использующие в качестве топлива природный газ, при условии оборудования указанных помещений средствами автоматического пожаротушения и постоянно - действующей принудительной системой приточно-вытяжной вентиляции, отвечающей требованиям основного производства.

4.10. Конструктивные решения вводов следует принимать с учетом требований п.п. 4.18 и 4.19.

4.11. Соединения стальных труб следует предусматривать на сварке.

Разъемные (фланцевые и резьбовые) соединения следует предусматривать в местах установки запорной арматуры, на конденсатосборниках и гидрозатворах, в местах присоединения контрольно-измерительных приборов и устройств электрозащиты.

4.12. Не допускается предусматривать в грунте разъемные соединения на газопроводах.

ПОДЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

4.13. Минимальные расстояния по горизонтали от подземных и надземных (в насыпи) газопроводов до зданий (кроме ГРП) и сооружений следует принимать в соответствии с требованиями ШНК 2.07.01-03*, Указанные расстояния от зданий ГРП до входящих и выходящих газопроводов не нормируются.

Допускается уменьшение до 50% расстояний, указанных в ШНК 2.07.01-03* для газопроводов давлением до 0,6 МПа (6 kgf/cm²), при прокладке их между зданиями и под арками зданий, в стесненных условиях на отдельных участках трассы, а также от газопроводов давлением свыше 0,6 МПа (6 kgf/cm²) до отдельно стоящих нежилых и подсобных строений.

В этих случаях на участках сближения и по 5 м в каждую сторону от этих участков следует предусматривать:

применение бесшовных или электросварных труб, прошедших 100%-ный контроль заводского сварного соединения неразрушающими методами, или электросварных труб, не прошедших такого контроля, но проложенных в футляре;

проверку всех сварных (монтажных) стыков неразрушающими методами контроля.

Расстояние от газопровода до наружных стенок колодцев и камер других подземных инженерных сетей следует принимать не менее 0,3 м. На участках, где расстояние в свету от газопроводов до колодцев и камер других подземных инженерных сетей

составляет от 0,3m. до нормативного расстояния для данной коммуникации, газопроводы следует прокладывать с соблюдением требований, предъявляемых к прокладке газопроводов в стесненных условиях.

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

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

Минимальные расстояния от газопровода до тепловой сети безканальной прокладки с продольным дренажем следует принимать по ШНК2.07.01-03*.

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

Расстояние от газопровода до железнодорожных путей узкой колеи следует принимать как до трамвайных путей по ШНК 2.07.01-03*.

Расстояние от газопроводов до складов и предприятий с легковоспламеняющимися материалами следует принимать по нормам этих предприятий и СНиП II-89-90.

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали от газопроводов до магистральных газопроводов и нефтепроводов следует принимать в соответствии с требованиями ҚМҚ2.05.06-97.

Расстояния от межпоселковых газопроводов давлением 0.6МПа и более до подошвы насыпи и бровки откоса выемки или от крайнего рельса на нулевых отметках железных дорог общей сети следует принимать не менее 50m. По согласованию с соответствующими управлениями ГАЖК «Узбекистон Темир йуллари», в стесненных условиях, допускается сокращение указанного расстояния до значений, приведенных в ШНК 2.07.01-03*, при условии прокладки газопровода на этом участке на глубине не менее 2m, с увеличением толщины стенки труб на 2-3mm больше расчетной и проверки всех сварных соединений неразрушающими методами контроля.

4.14. Допускается укладка двух и более, в том числе стальных и полиэтиленовых газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях (ступенями). В этих случаях и также при прокладке проектируемого газопровода вдоль действующего газопровода высокого давления (св. 0,6МПа до 1,2МПа) расстояние между газопроводами следует принимать исходя из условий возможности производства строительно-монтажных и ремонтных работ для стальных газопроводов диаметром до 300mm не менее 0,4m, диаметром более 300mm – не менее 0,5m и не менее 0,3m для полиэтиленовых газопроводов. При параллельной прокладке газопроводов расстояние между ними следует принимать как для газопровода большого диаметра.

4.15. Расстояния по вертикали в свету при пересечении газопроводов всех давлений с подземными инже-

нерными сетями следует принимать не менее 0,1m, с электрическими силовыми кабелями – 0,25m, с кабельными линиями связи и радиотрансляционными сетями – 0,1m.

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

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

Газопроводы, прокладываемые в футлярах, должны иметь минимальное количество стыковых соединений.

4.17. Глубину прокладки газопроводов следует принимать не менее 0,8m до верха газопровода или футляра.

При прокладке газопроводов на пахотных и орошаемых землях глубину заложения рекомендуется принимать не менее 1,0m до верха газопровода.

4.18. 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 распределительного газопровода. Если по условиям рельефа местности не может быть создан необходимый уклон к распределительному газопроводу, допускается предусматривать прокладку газопровода с изломом в профиле с установкой конденсатосборника в низшей точке.

4.19. Прокладку газопроводов паровой фазы СУГ следует предусматривать в соответствии с указаниями разд.9.

4.20. При прокладке газопроводов в скальных, гравийно-галенчиковых, щебенистых и других грунтах с включениями вышеуказанных грунтов (свыше 15%) по всей ширине траншеи предусматривают устройство основания под газопровод толщиной не менее 10cm из непучинистых, непросадочных, ненабухающих глинистых грунтов или песков (кроме пылеватых) и засыпку таким же грунтом на высоту не менее 20cm над верхней образующей трубы.

4.21. В грунтах с несущей способностью менее 0,025МПа (неслежавшиеся насыпные или илистые грунты и т.п.), а также в грунтах с включением строительного мусора и перегноя (содержание больше 10-15%) дно траншеи рекомендуется усиливать путем подкладки бетонных, антисептированных деревянных брусьев, устройства свайного основания или втрамбовыванием щебня или гравия или другими способами.

4.22. При прокладке газопроводов по местности с уклоном свыше 200%, в проекте предусматриваются меро-

приятия по предотвращению размыва засыпки траншеи: устройство противозерозионных экранов и перемычек как из естественного грунта (например, глинистого), так и из искусственных материалов (обетонирование, шпунтовое ограждение и т.п.), нагорных канав, обвалования или другие мероприятия для отвода поверхностных вод от трассы газопровода.

Выбор способа защиты определяется в каждом конкретном случае исходя из инженерно-геологических, топографических и гидрогеологических условий местности.

4.23. Для определения местонахождения газопровода на углах поворота трассы, местах изменения диаметра, установки арматуры и сооружений, принадлежащих газопроводу, а также на прямолинейных участках трассы (через 200-500м) устанавливаются опознавательные знаки.

На опознавательный знак наносятся данные о диаметре, давлении, глубине заложения газопровода, материале труб, расстоянии до газопровода, сооружения или характерной точки и другие сведения.

Опознавательные знаки устанавливаются на железобетонные столбики или металлические реперы высотой не менее 1,5 м или другие постоянные ориентиры.

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

НАДЗЕМНЫЕ И НАЗЕМНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

4.25. 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 категорий В, Г и Д - газопроводов давлением до 0,6МПа (6kgf/cm²);

по стенам общественных зданий и жилых домов не ниже III степени огнестойкости - газопроводов давлением до 0,3МПа (3kgf/cm²);

по стенам общественных зданий и жилых домов IV - V степени огнестойкости - газопроводов низкого давления с условным диаметром труб, как правило, не более 50mm, а при размещении регуляторов давления газа на наружных стенах и других конструкциях этих зданий - газопроводов, давлением до 0,3МПа - на участках до ввода их в регуляторы;

допускается прокладка газопроводов среднего давления диаметром труб не более 50mm транзитом по жилым зданиям.

Запрещается транзитная прокладка газопроводов:

по стенам зданий детских учреждений, больниц, школ и зрелищных предприятий - газопроводов всех давлений;

по стенам жилых домов - газопроводов высокого давления.

Запрещается прокладка газопроводов всех давлений по зданиям со стенами из панелей с металлической обшивкой и полимерным утеплителем и по зданиям категорий А и Б.

4.26. Надземные газопроводы, прокладываемые на территории промышленных предприятий и опоры для этих газопроводов следует проектировать с учетом требований СНиП П-89-90 и ҚМҚ 2.09.03-02.

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

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

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

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

4.30. 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.

4.31. Высоту прокладки надземных газопроводов следует принимать в соответствии с требованиями п.4.27 ШНК 2.07.01-03*.

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

4.32. Газопроводы в местах входа и выхода из земли следует заключать в футляр.

В местах, где исключена возможность механических повреждений газопроводов (непроезжая часть территории и т.д.), установка футляров не обязательна.

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

Таблица 10

Здания и сооружения	Расстояние в свету, м, до зданий и сооружений, проложенных на опорах надземных газопроводов и наземных (без обвалования)			
	низкого давления	среднего давления	высокого давления II категории	высокого давления I категории
Производственные и складские здания с помещениями категорий А и Б	5*	5*	5*	10*

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

*) Для газопроводов ГРП (входящих и выходящих) расстояние не нормируется.
ПРИМЕЧАНИЕ: Знак " - " - означает, что расстояние не нормируется

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

Концы футляра следует уплотнять эластичным материалом.

4.34. 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 табл.10.

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

4.36. Расстояния между газопроводами и воздушными линиями электропередачи, а так же кабелями следует принимать по ПУЭ.

Таблица 11

Водные преграды	Тип моста	Расстояние по горизонтали между газопроводом и мостом, m при прокладке газопровода					
		выше моста				ниже моста	
		от надводного газопровода диаметром, mm		от подводного газопровода диаметром, mm		от надводного газопровода	от подводного газопровода
		300 и менее	Свыше 300	300 и менее	Свыше 300	Всех диаметров	
Судоходные замер- зающие	Всех типов	75	125	75	125	50	50
Судоходные неза- мерзающие	То же	50	50	50	50	50	50
Несудоходные за- мерзающие	Многопро- летные	75	125	75	125	50	50
Несудоходные не- замерзающие	То же	20	20	20	20	20	20
Несудоходные для газопроводов дав- ления: низкого среднего и высоко- го	Одно- и двух- про- летные						
		2	2	20	20	2	10
		5	5	20	20	5	20
Примечание – Расстояния указаны от выступающих конструкций моста.							

4.37. Расстояния между опорами надземных газопроводов следует определять в соответствии с требованиями ҚМК 2.04.12-97.

4.38. Допускается предусматривать прокладку на отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах, этажерках газопроводов с трубопроводами другого назначения согласно ШНК 2.07.01-03*.

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

4.40. Прокладку газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам следует предусматривать в случаях, когда это допускается требованиями ШНК 2.05.03-12, при этом

прокладку газопроводов следует осуществлять в местах, исключающих возможность скопления газа (в случае его утечки) в конструкциях моста.

ПЕРЕХОДЫ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ВОДНЫЕ ПРЕГРАДЫ И ОВРАГИ

4.41. Подводные переходы газопроводов через водные преграды следует предусматривать на основании данных гидрологических, инженерно-геологических и топографических изысканий с учетом условий эксплуатации существующих и строительства проектируемых мостов, гидротехнических сооружений, перспективных работ в заданном районе и экологии водоема.

4.42. Место перехода через реки и каналы следует выбирать, как прави-

ло, ниже (по течению) мостов, пристаней, речных вокзалов, гидротехнических сооружений и водозаборов.

4.43. Створы подводных переходов через реки следует предусматривать на прямолинейных устойчивых плесовых участках с пологими неразмываемыми берегами русла при минимальной ширине заливаемой поймы. Створ подводного перехода следует предусматривать, как правило, перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами.

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

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

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

4.45. При пересечении водных преград шириной менее 75m газопроводами, предназначенными для газоснабжения потребителей, не допускающих перерывов в подаче газа, или при ширине заливаемой поймы более 500m по уровню горизонта высоких вод (ГВВ) при 10%-ной обеспеченности и продолжительности подтопления паводковыми водами более

20 дней, а также горных рек и водных преград с неустойчивым дном и берегами допускается прокладка второй (резервной) нитки.

4.46. Минимальные расстояния по горизонтали от мостов до подводных и надводных газопроводов в местах перехода их через водные преграды следует принимать по табл.11.

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

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

4.49. Расстояние между осями параллельных газопроводов на подводных переходах следует принимать не менее 30m.

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

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

4.50. Прокладку газопроводов на подводных переходах следует предусматривать с заглублением в дно пересекемых водных преград. Проектную отметку верха забалластированного газопровода следует принимать на 0.5m, а на переходах через судоходные и сплавные реки на 1m ниже прогнозируемого профиля дна, определяемого с учетом возможного размыва русла в течение 25 лет после окончания строительства переходов.

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

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

Крутизну откосов подводных траншей необходимо принимать в соответствии с требованиями ҚМК3.06.08-96.

4.52. Расчет подводных газопроводов против всплытия (на устойчивость) и их балластировку следует выполнять в соответствии с требованиями ҚМК 2.05.06-97.

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

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

4.55. Высоту прокладки надводного перехода газопровода следует принимать (от низа трубы или пролетного строения);

при пересечении несудоходных, несплавных рек, оврагов и балок, где возможен ледоход, - не менее 0.2m над уровнем ГВВ при 2%-ной обеспеченности и от наивысшего горизонта ледохода, а при наличии на этих реках корчехода - 1m над уровнем ГВВ при 1%-ной обеспеченности;

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

ПЕРЕХОДЫ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЕ И ТРАМВАЙНЫЕ ПУТИ И АВТО- МОБИЛЬНЫЕ ДОРОГИ

4.56. Пересечение газопроводов с железнодорожными и трамвайными путями, а также с автомобильными дорогами следует предусматривать, как правило, под углом 90°.

Минимальное расстояние от подземных газопроводов в местах их пересечения трамвайными и железно-

дорожными путями следует принимать: до мостов, труб, тоннелей и пешеходных мостов и тоннелей (с большим скоплением людей) на железных дорогах – 30m.

до стрелок (начало остряков, хвоста крестовины, мест присоединения к рельсам отсасывающих кабелей) - 3m для трамвайных путей и 20m для железных дорог;

до опор контактной сети - 3m.

Уменьшение указанных расстояний допускается по согласованию с организациями, в ведении которых находятся пересекаемые сооружения. Необходимость установки опознавательных столбиков (знаков) и их оформление на переходах газопроводов через железные дороги общей сети решается по согласованию с ГАЖК «Узбекистон Темир йуллари».

4.57. Прокладку подземных газопроводов всех давлений в местах пересечений с железнодорожными и трамвайными путями, автомобильными дорогами в черте города, магистральными улицами и дорогами общегородского значения следует предусматривать в стальных трубах.

Необходимость устройства футляров на газопроводах при пересечении магистральных улиц и дорог районного значения, дорог грузового значения, а также улиц и дорог местного назначения решается проектной организацией в зависимости от интенсивности движения транспорта. При этом допускается предусматривать неметаллические футляры, удовлетворяющие условиям прочности и долговечности. Концы футляров должны быть уплотнены. На одном конце футляра следует предусматри-

вать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство, а на межпоселковых газопроводах при пересечении с железной дорогой общей сети - вытяжную свечу с устройством для отбора проб, выведенную на расстояние не менее 50 m от края земляного полотна.

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

4.58. Концы футляра следует выводить на расстояние, m, не менее:

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

от крайнего рельса железнодорожного пути - 10, а от пути промышленного предприятия - 3;

от крайнего рельса трамвайного пути - 2;

от края проезжей части улиц - 2;

от края проезжей части автомобильных дорог - 3,5.

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

4.59. Глубину укладки газопровода под железнодорожными и трамвайными путями и автомобильными дорогами следует принимать в зависимости от способа производства строительных работ и характера грунтов с целью обеспечения безопасности движения.

Минимальную глубину укладки газопровода до верха футляра от подошвы рельса или верха покрытия на

нулевых отметках и выемках, а при наличии насыпи следует предусматривать, м:

под железными дорогами общей сети - 2 (от дна водоотводных сооружений - 1.5), а при производстве работ методом прокола - 2,5;

под трамвайными путями, железными дорогами промышленных предприятий и автомобильными дорогами:

1 - при производстве работ открытым способом;

1,5 - при производстве работ методом продавливания, горизонтального бурения или щитовой проходки:

2,5 - при производстве работ методом прокола.

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

Толщину стенок газопровода на переходах через железные дороги общей сети необходимо принимать на 2-3mm больше расчетной, и для этих участков во всех случаях предусматривать «весьма усиленный» тип изоляционного покрытия.

4.60. Высоту прокладки надземных газопроводов в местах пересечения с электрифицированными и не электрифицированными железнодорожными путями, с трамвайными путями, автомобильными дорогами, контактной сетью троллейбуса следует принимать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80.

РАЗМЕЩЕНИЕ ОТКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ НА ГАЗОПРОВОДАХ

4.61. Отключающие устройства на газопроводах следует предусматривать:

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

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

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

для отключения отдельных участков газопроводов с целью обеспечения безопасности и надежности газоснабжения;

при пересечении водных преград двумя и более нитками, а также одной ниткой при ширине водной преграды 75m и более при меженном горизонте;

при пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категорий.

Отключающие устройства допускается не предусматривать:

перед ГРП предприятий, если отключающее устройство, имеющееся на отводе от распределительного газопровода, находится от ГРП на расстоянии не более 100m;

на пересечении железнодорожных путей общей сети и автомобильных дорог I и II категории при наличии отключающего устройства на рассто-

янии от путей (дорог) не более 1000m; обеспечивающего прекращение подачи газа на участке перехода (линейные задвижки, отключающие устройства после ГРП, ГРС).

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

На подземных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать, как правило, в колодцах. Разрешается устройство в непроезжей части отключающих устройств в наземном исполнении, располагаемых в оградах или шкафах.

4.63. 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.

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

При установке в колодце стальной фланцевой арматуры на газопроводах высокого давления I категории допускается предусматривать вместо компенсирующего устройства косую фланцевую вставку.

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

4.65. Колодцы следует предусматривать на расстоянии не менее 2m от

линии застройки и ограждения территории предприятий. В местах отсутствия проезда транспорта и прохода людей люки колодцев следует предусматривать выше уровня земли.

4.66. Отключающие устройства, предусмотренные к установке на стенах зданий, следует размещать на расстоянии от дверных и открывающихся оконных проемов, m, не менее:

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

для газопроводов среднего давления по горизонтали – 3 (допускается уменьшение расстояния до 1 m для жилых домов при условии установки шаровых кранов "под приварку" по герметичности затвора по 1- му классу);

для газопроводов высокого давления II категории по горизонтали – 5.

При расположении отключающей арматуры на высоте более 2,2m следует предусматривать площадки из негорючих материалов с лестницами.

Требования данного пункта, за исключением последнего абзаца, не распространяются на ГРП и ГРС.

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

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

Отключающие устройства ГРП, размещаемые в пристройках к зданиям, и шкафов ГРП допускается

предусматривать на наружных надземных газопроводах на расстоянии не менее 5m от ГРП в удобном для обслуживания месте.

4.69. Отключающие устройства, предусмотренные согласно п. 4.62 к установке на переходах газопроводов через водные преграды, следует размещать на берегах на отметках не ниже отметок ГВВ при 10%-ной обеспеченности и выше отметок ледохода и корчехода, а на горных реках - не ниже отметок ГВВ при 2%-ной обеспеченности. При этом на закольцованных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать на обоих берегах, а на тупиковых одиночных газопроводах - на одном берегу, до перехода (по ходу газа).

4.70. Отключающие устройства, предусмотренные к установке на переходах через железные дороги, следует размещать:

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

на кольцевых газопроводах - по обе стороны перехода на расстоянии не далее 1000m от перехода.

СООРУЖЕНИЯ НА ГАЗОПРОВОДАХ

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

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

4.72. В местах прохода газопровода через стенки колодцев следует предусматривать футляры.

4.73. Опоры, эстакады, висячие, вантовые, шпренгельные переходы газопроводов должны выполняться из негорючих материалов.

4.74. Компенсаторы на газопроводах устанавливают для снижения напряжений, возникающих в газопроводе в результате температурных, грунтовых и т.п. воздействий, а также удобства монтажа и демонтажа арматуры.

Установка сальниковых компенсаторов на газопроводах не допускается.

При проектировании и строительстве газопроводов следует использовать естественную самокомпенсацию труб за счет изменения направления трассы и установки неподвижных опор.

4.75. 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 исключение их просадку.

4.76. Для определения местоположения сооружений на газопроводе необходимо предусматривать установку над газопроводом или вблизи

от него (на стенах зданий и сооружений или на специальных ориентированных столбиках) табличек-указателей.

ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

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

Защиту от коррозии подземных газопроводов следует проектировать в соответствии с требованиями ГОСТ9.602-2005, нормативно - технической документации, утвержденной в установленном порядке, и требованиями настоящего подраздела.

Материал для защитных покрытий должен соответствовать требованиям раздела 11.

4.78. На уличных подземных газопроводах в пределах городов, населенных пунктов следует предусматривать установку контрольно - измерительных пунктов с интервалами между ними не более 200m, а вне территории населенных пунктов не более 500m, на пахотных землях - устанавливается проектом. Кроме того, установку контрольно измерительных пунктов следует предусматривать в местах пересечения газопроводов с рельсовыми путями электрифицированного транспорта (при пересечении более двух рельсовых путей - по обе стороны пересечения), - не более 20m от крайнего рельса, при переходе газопроводов через водные преграды шириной более 75m.

При прокладке газопроводов внутри кварталов, дворовых территорий, а также в местах пересечения газо-

проводов между собой и с другими подземными сетями необходимость установки контрольно измерительных пунктов решается проектной организацией в зависимости от коррозионных условий.

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

4.80. При электрохимической защите газопроводов следует предусматривать изолирующие фланцевые соединения (ИФС): на входе и выходе газопровода из земли и ГРП, на вводе газопроводов в здания, где возможен электрический контакт газопровода с землей через металлические конструкции здания и инженерные сети:

- на вводе газопровода на объект, являющийся источником блуждающих токов;
- для секционирования газопроводов;
- для электрической изоляции отдельных участков газопровода от остального газопровода.

При прокладке газопровода на металлических опорах газопроводы должны быть изолированы от опор диэлектрическими материалами.

4.81. Размещение ИФС следует предусматривать на наружных газопроводах на высоте не более 2,2m и на расстоянии от дверных и оконных проемов, принимаемом для запорной арматуры согласно п.4.66. или в колодцах. ИФС в колодцах должны быть оборудованы устанавливаемыми вне колодца контактными устрой-

ствами для шунтирования ИФС инвентарными перемычками (на время выполнения работ в колодцах).

4.82. Для фланцевых соединений газопроводов в колодцах следует предусматривать постоянные шунтирующие электроперемычки.

4.83. Расстояние от установок электрохимической защиты и от контактных устройств до резервуаров СУГ следует принимать не менее 5m.

4.84. 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 РД34.21.122-90.

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

4.86. 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.

ГАЗОПРОВОДЫ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ

4.87. В настоящем подразделе приведены дополнительные требования, которые следует учитывать при проектировании новых и реконструкции действующих подземных газопрово-

дов из полиэтиленовых труб (в дальнейшем тексте подраздела за исключением особо оговоренных случаев - "газопроводы").

Требования настоящего подраздела должны выполняться также при реконструкции (восстановлении) металлических ветхих (изношенных) подземных газопроводов, выполняемой методом протяжки в них полиэтиленовых труб (плетью).

При проектировании и реконструкции газопроводов следует руководствоваться также требованиями ведомственных нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

4.88. Область применения полиэтиленовых труб для строительства газопроводов в зависимости от давления и состава газа следует принимать в соответствии с таблицей 12 с учетом требований, приведенных в п.п.4.90.-4.91.

Таблица 12

Давление газа, МРА (kgf/cm ²), не более	Область применения полиэтиленовых труб	Газы, допускаемые для транспортирования
0,3 (3)	Газопроводы на территории городов и других населенных мест, в том числе для восстановления подземных стальных газопроводов	Природные газы по ГОСТ 5542-87, а также газовоздушные смеси, не содержащие ароматических и хлорированных углеводородов
0,6 (6)	Межпоселковые газопроводы	То же

4.89. Газопроводы из полиэтиленовых труб на территории городов

должны предусматриваться из труб в бухтах, катушках или на барабанах (в дальнейшем тексте подраздела - длинномерные трубы) с минимальным количеством соединений.

Допускается применение для этой цели труб мерной длины, соединяемых муфтами с закладными нагревателями, и при соответствующем обосновании - стыковой сваркой с проверкой всех соединений физическими методами.

4.90. Не допускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб:

в грунтах II типа просадочности на территории городов и других населенных мест;

в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов на территории городов и других населенных мест из труб мерной длины;

надземно, наземно, внутри зданий, а также в тоннелях, коллекторах и каналах;

на участках вновь проектируемых переходов через искусственные и естественные преграды, приведенные в абзаце I п.4.99.

4.91. Допускается прокладка полиэтиленовых газопроводов на территории городов и других населенных мест, расположенных в районах с сейсмичностью свыше 6 баллов, при условии применения длинномерных труб из полиэтилена средней плотности соединяемых муфтами с закладными нагревателями.

Полиэтиленовые трубы, применяемые для строительства газопроводов, должны иметь коэффициент запаса прочности по ГОСТ 18599-2001 не менее 2,5 и ISO 4437:2007.

Не допускается прокладка газопроводов из полиэтиленовых труб:

на территории населенных пунктов при давлении свыше 0,3 МПа;

вне территории населенных пунктов при давлении свыше 0,6 МПа;

для транспортирования газов, содержащих ароматические и хлорированные углеводороды, а также жидкой фазы СУГ;

при температуре стенки газопровода в условиях эксплуатации ниже минус 15°C.

При применении труб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов давлением свыше 0,3МПа до 0,6МПа на территориях населенных пунктов одно - двухэтажной и коттежной жилой застройкой.

4.92. Полиэтиленовые газопроводы в сильнопучинистых грунтах должны укладывать ниже зоны сезонного промерзания.

4.93. Гидравлический расчет газопроводов может производиться согласно подраздела «Гидравлический расчет трубопроводов».

4.94. При реконструкции металлического газопровода низкого давления в нем могут быть протянуты полиэтиленовые трубы, как для газопровода низкого давления, так и среднего, что определяется гидравлическим расчетом.

4.95. Минимальные расстояния по горизонтали в свету от полиэтиленовых газопроводов до зданий и сооружений следует принимать как для стальных газопроводов, согласно требованиям ШНК-2.07.01-03* с уче-

том требований п.4.13 настоящих ШНК.

На отдельных участках в стесненных условиях допускается уменьшение до 50% расстояния, приведенные в ШНК-2.07.01-03* при условии, что на участках сближения по 5m (для низкого давления 2m) в каждую сторону от них будет выполнено одно из следующих требований:

применение длинномерных труб без соединений;

использование труб мерной длины, соединенных муфтами с закладными нагревателями;

прокладку труб мерной длины в стальном футляре;

замену на стальные трубы, соответствующие требованиям п.4.13 (абзацы 4,5 и 6).

Участки открытой прокладки полиэтиленовых труб (вне стальных) в местах приближения должны быть защищены от механических повреждений (металлические футляры, сетки, ж.б. плиты и пр.)

Минимальные расстояния от зданий и сооружений до реконструируемого стального газопровода низкого давления при протяжке в нем полиэтиленового газопровода среднего давления (до 0,3МПа) допускается принимать по нормам для стальных газопроводов низкого давления с учетом требований п. 4.13 настоящих норм при условии, что сварные и другие соединения полиэтиленового газопровода и его открытые участки расположены на расстоянии не менее 5 m от зданий и сооружений.

4.96. Минимальные расстояния по вертикали в свету между полиэтиленовыми газопроводами и подземны-

ми инженерными коммуникациями за исключением тепловых сетей следует принимать по нормам, установленным для стальных газопроводов. Для тепловых сетей это расстояние должно определяться из условия исключения возможности нагрева полиэтиленовых труб выше температуры, установленной для принятой марки полиэтилена.

4.97. Глубину заложения газопровода до верха трубы следует предусматривать не менее 1,0 m. Глубина заложения металлических газопроводов, в которых предусматривается протяжка полиэтиленовых труб, должна соответствовать требованиям п.4.17, т.е. как для стальных газопроводов.

4.98. Для газопроводов, прокладываемых на местности с уклоном более 200% следует предусматривать мероприятия по предотвращению размыва траншей. Прокладка газопроводов с уклоном более 500% не допускается.

4.99. Переходы газопроводов через железные дороги общей сети и автомобильные дороги I - II категории, под скоростными дорогами, магистральными улицами и дорогами общегородского значения, а также через водные преграды шириной более 25m при меженном горизонте и болота III типа (классификация по КМҚ3.06.08-96) следует выполнять из стальных труб в соответствии с требованиями, предъявляемыми к стальным трубопроводам.

При реконструкции стальных газопроводов допускается на указанных участках за исключением переходов через железные дороги общей сети и переходов, для которых нормами не

предусматривается устройство футляров, протяжка в них полиэтиленовых труб при условии сохранения существующих футляров.

4.100. Переходы газопроводов через подъездные железные дороги промышленных предприятий, автомобильные дороги всех категории (за исключением оговоренных в п.4.99), трамвайные пути, под магистральными улицами и дорогами районного, местного и грузового значения в черте населенного пункта, а также пересечения с коллекторами, тоннелями и каналами, и места прохода газопроводов через стенки колодцев должны предусматриваться в металлических футлярах. При протяжке на указанных участках полиэтиленовых труб установка дополнительных футляров не требуется.

Допускается предусматривать на переходах через автомобильные дороги I и II категории и дороги другого назначения, перечисленные в п.4.99, полиэтиленовые трубы в стальных футлярах при условии применения длинномерных труб из полиэтилена средней плотности без сварных и других соединений на участках перехода.

4.101. Устройство переходов и пересечений в том числе длина концов футляра, глубина заложения и др. должно соответствовать требованиям п.п.4.16, 4.56-4.59 настоящих норм, как для стальных газопроводов. При этом глубина заложения полиэтиленового газопровода должна во всех случаях предусматриваться не менее 1,0 м. Концы футляра при пересечении стенок газовых колодцев должны

выводиться на расстояние не менее 5см.

4.102. На участках прокладки полиэтиленовых труб в футлярах и по 5м в обе стороны от них, а также на участках прохождения их в ветхих стальных газопроводах полиэтиленовые газопроводы не должны иметь сварных и других соединений. При невозможности выполнения требования по протяжке цельнотянутой трубы соединение труб (плетей) должно выполняться муфтами с закладными нагревателями, и как исключение, сваркой встык при обеспечении 100% проверки сварных соединений физическими методами контроля.

4.103. Не допускается прокладка в межтрубном пространстве полиэтиленовой и стальной трубы эксплуатационного кабеля связи, телемеханики, телефона и дренажного кабеля электрозащиты. Указанные коммуникации могут быть оставлены в межтрубном пространстве реконструируемого стального газопровода и его футляре.

4.104. Необходимость устройства футляров и их конструкция на газопроводах при пересечении ими подземных инженерных коммуникаций бесканальной прокладки и безкатегорийных грунтовых дорог, в том числе на территории сельских населенных пунктов решается проектной организацией. При этом допускается предусматривать футляры из асбоцементных или полиэтиленовых труб, а глубина прокладки под дорогой должна быть не менее 1,5м.

4.105. Арматуру и оборудование на полиэтиленовых газопроводах следу-

ет предусматривать как для стальных газопроводов.

Допускается установка полиэтиленовых кранов в грунте (без колодца) при условии размещения их в футляре или другой защитной конструкции с устройством ковера.

4.106. Вводы к зданиям должны выполняться, как правило, из стальных труб. Расстояние от фундамента здания до полиэтиленового газопровода должно быть не менее 1,0 м для газа низкого давления и 4,0 м - среднего давления.

Допускается выполнять цокольные вводы полиэтиленовых газопроводов до мест их присоединения к ГРП и комбинированным регуляторам давления, а также присоединять полиэтиленовые трубы к надземным металлическим газопроводам с выходом полиэтиленовой трубы на высоту до 0,8 м от поверхности земли при условии заключения ее с узлом соединения в металлический футляр. Конструкция ввода должна определяться проектом или ведомственной нормалью.

4.107. Допускается предусматривать прокладку в одной траншее двух и более полиэтиленовых газопроводов, а также полиэтиленового и стального газопроводов. Расстояние между газопроводами следует принимать из условия возможности производства работ по монтажу и ремонту газопроводов.

4.108. Соединение полиэтиленовых труб между собой следует предусматривать на сварке. Допускается применять другие способы соединения полиэтиленовых труб в соответствии с требованиями ведомственных

нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

4.109. Соединение полиэтиленовых газопроводов давлением до 0,6 МПа со стальными участками следует предусматривать как разъемными (фланцевыми), так и неразъемными (раструбными обычного или нахлесточными усиленного типов).

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

Одиночные фланцевые соединения без задвижек и компенсаторов допускается размещать непосредственно в грунте в металлическом футляре (кожухе).

Неразъемные соединения обычного типа следует предусматривать на газопроводах давлением не выше 0,3 МПа.

4.110. Присоединение ответвлений к полиэтиленовым газопроводам следует предусматривать с помощью соединительных деталей из полиэтилена или стальными вставками. Длина стальной вставки должна быть не менее 0,8 м.

4.111. Переходы полиэтиленовых труб с одного диаметра на другой, а также повороты газопроводов следует выполнять с помощью соединительных деталей из полиэтилена.

При отсутствии полиэтиленовых отводов повороты межпоселкового газопровода, а для диаметра 63 мм и менее независимо от места прокладки, допускается выполнять упругим изгибом с радиусом не менее 25 диаметров наружной трубы.

Для газопроводов низкого давления диаметром до 63 мм включительно допускается предусматривать

повороты полиэтиленовых труб с радиусом не менее 3,0 диаметров, выполняемые путем изгиба труб в горячем состоянии по технологии, утвержденной в установленном порядке.

4.112. Контрольные трубы на полиэтиленовых газопроводах следует предусматривать на одном конце металлических футляров при пересечении газопроводом железных дорог, трамвайных путей, автомобильных дорог, каналов, коллекторов и тоннелей, а также на вертикальных надземных участках в местах выхода полиэтиленовых труб из земли, в местах бесколодезного расположения разъемных соединений и на одном из концов секции, в которой протягивается полиэтиленовый газопровод. При протяжке трубы без сварных соединений и длине секции не более 150 м допускается не устанавливать контрольную трубку.

4.113. При укладке газопровода из полиэтиленовых труб в скальных грунтах, в грунтах I и II типа просадочности, среднепучинистых и грунтах с включением щебня (IV категории), а также в местах открытой (вне стального газопровода) прокладки полиэтиленовых труб следует предусматривать устройство под газопровода основания толщиной не менее 10 см из песчаного грунта или другого непучинистого грунта, не содержащего крупных (не более 2,0 мм) включений, и засыпку таким же грунтом на высоту не менее 20 см.

4.114. Обозначение трассы полиэтиленового газопровода за пределами населенного пункта следует предусматривать путем установки опознавательных знаков, располагае-

мых на расстоянии не более 500 м друг от друга, а также на поворотах, в местах ответвлений и расположения контрольных трубок или /при отсутствии постоянных точек привязки/ путем прокладки вдоль газопровода, изолированного алюминиевого или медного провода сечением 2,5-4,0 мм².

При использовании для обозначения трассы газопровода изолированного провода опознавательные знаки допускается устанавливать в местах вывода провода над поверхностью земли и в местах расположения контрольных трубок.

Опознавательные знаки следует располагать на расстоянии 1 м от оси газопровода, справа по ходу газа.

4.115. В проекте газопровода из полиэтиленовых труб должен предусматриваться запас труб на укладку их змейкой, а также вырезку катушек при контроле качества материала труб и сварных соединений.

4.116. Газопроводы, реконструируемые путем протяжки в них полиэтиленовых труб, должны быть ограничены отдельными участками (секциями), концы которых между полиэтиленовой и стальной трубами тщательно заделываются. Конструкция заделки определяется проектом.

Длина таких участков определяется с учетом протяженности цельнотянутых труб в бухтах (на барабанах) и, как правило, не должна превышать 150 м.

В зависимости от местных условий прохождения трассы газопровода, принятой технологии реконструкции газопровода, плотности и этажности застройки и пр. допускается увеличе-

ние протяженности секции до 500м при условии применения:

длинномерных труб с минимальным количеством сварных соединений (до 3 штук);

труб мерной длины, соединяемых муфтами с закладными нагревателями;

труб мерной длины, соединяемых сваркой встык, сварные соединения которых проверены физическими методами контроля.

Для секции большой длины рекомендуется установка сигнализаторов загазованности.

4.117. Открытая (вне стального газопровода) прокладка полиэтиленовых труб при реконструкции металлических газопроводов допускается в местах соединения восстанавливаемых секций, переходов с одного диаметра на другой, установки тройников, расположения неразъемных соединений, поворотах, а также на удаляемых участках стальных трубопроводов, препятствующих протяжке полиэтиленовых труб.

4.118. Для вновь проектируемых и открытых участков реконструируемых газопроводов, прокладываемых на территории городов, как правило, должны предусматриваться технические решения, предупреждающие об осторожности в связи с прохождением на данном участке газопровода, например, укладка на расстоянии 0,25m от верха трубопровода полиэтиленовой сигнальной ленты с несмываемой надписью "ГАЗ". Для участков пересечений со всеми инженерными коммуникациями это требование обязательно.

Открытые участки полиэтиленовых газопроводов в местах прокладки их на глубине менее 1,0m и под дорогами должны быть защищены от механических повреждений в случае проведения земляных работ. Способ защиты определяется проектом.

4.119. Максимальный наружный диаметр полиэтиленовых труб по отношению к внутреннему диаметру восстанавливаемого стального газопровода следует принимать не менее чем:

на 20mm меньше - при использовании плетей (без сварных соединений);

на 40mm меньше - при использовании плетей, сваренных из отдельных труб.

4.120. Проектные решения по реконструкции стальных газопроводов должны предусматривать защиту от электрохимической коррозии стальных вставок, вводов и других металлических участков и частей полиэтиленового газопровода.

Необходимость сохранения активной защиты реконструируемого стального газопровода решается проектной организацией в зависимости от конкретных условий прохождения трассы газопровода, наличия совместной защиты и влияние ее на другие подземные сооружения, степени ответственности отдельных участков газопровода, его технического состояния и пр.

5. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ (ГРП) И УСТАНОВКИ (ГРУ)

5.1. Для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в системах газоснабжения следует предусматривать ГРП или ГРУ.

Допускается применение комбинированных регуляторов давления газа со встроенными предохранительными устройствами.

РАЗМЕЩЕНИЕ ГРП

5.2. ГРП в зависимости от назначения и технической целесообразности следует предусматривать:

- в пристройках к зданиям;

- встроенными в одноэтажные производственные здания или котельные;

- в отдельно стоящих зданиях;

- в шкафах на наружных стенах газифицируемых зданий или на отдельно стоящих опорах из негорючих материалов;

- на покрытиях газифицируемых производственных зданий I и II степени огнестойкости с негорючим утеплителем;

- на открытых огражденных площадках под навесом на территории промышленных предприятий, если климатические условия позволяют обеспечить нормальную (в соответствии с паспортными данными) работу технологического оборудования и контрольно-измерительных приборов (КИП).

Запрещается предусматривать ГРП встроенными и пристроенными к жилым и общественным зданиям (кроме

зданий производственного характера), а также размещать их в подвальных и цокольных помещениях зданий любого назначения,

5.3. Отдельно стоящие ГРП (включая шкафные, устанавливаемые на опорах) в населенных пунктах следует размещать в зоне зеленых насаждений, внутри жилых кварталов на расстоянии не менее указанного в таб. 13.

ГРП на территории промышленных предприятий и других предприятий производственного характера следует размещать в соответствии с требованиями СНиП II-89-80.

В стесненных условиях разрешается уменьшение на 30% расстояний от зданий и сооружений до газорегуляторных пунктов пропускной способностью до 10000м³/h.

Расстояние от ГРП до зданий, к которым допускается пристраивать или встраивать ГРП, не регламентируется.

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

5.5. ГРП с входным давлением газа не более 0,6МПа (6kgf/cm²) могут пристраиваться к производственным зданиям не ниже I и II степени огнестойкости с помещениями категории Г и Д, а также к отдельно стоящим зданиям газифицируемых котельных, бань, прачечных, предприятий химчистки и других аналогичных объектов.

ГРП с входным давлением газа свыше 0,6МПа (6kgf/cm²) допускается пристраивать к производственным зданиям, в том числе котельным не ниже I и II степени огнестойкости с помещениями категорий Г и Д, в которых использование газа указанного давления необходимо по условиям технологии.

Пристройки должны примыкать к зданиям со стороны глухой противо-

пожарной газонепроницаемой (в пределах примыкания ГРП) стены.

Производственные здания, в которых предусматривается размещение встроенных ГРП, должны иметь указанные выше степень огнестойкости и категорию помещений по взрывопожарной опасности. Встроенные ГРП допускается предусматривать с входным давлением газа не более 0,6МПа (6kgf/cm²).

Таблица 13

Давление газа на входе в ГРП, МПа (kgf/cm ²)	Расстояние в свету от отдельно стоящих ГРП (по горизонтали), м, до			
	зданий и сооружений	железнодорожных и трам- вайных путей (до ближай- шего рельса)	автомобильных дорог (до обо- чины)	воздушных линий электропередачи
до 0,6 (6)	10	10	5	не менее 1,5 вы- соты опоры
Св. 0,6 (6) до 1,2(12)	15	15	8	То же

Примечания:

1. Расстояние следует принимать от наружных стен здания или шкафа ГРП, а при расположении оборудования на открытой площадке - от края ограждения.
2. Требования таблицы распространяются также на узлы учета расхода газа, располагаемые в отдельно стоящих зданиях или в шкафах на отдельно стоящих опорах.
3. Расстояние от отдельно стоящего ГРП при давлении газа на вводе до 0,3 МПа до зданий и сооружений не нормируется.

5.6. Шкафные ГРП могут устанавливаться на наружных стенах газифицируемых зданий не ниже III степени огнестойкости (кроме стен из панелей с металлической обшивкой и сгораемым утеплителем) промышленных (в том числе котельных), сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера при давлении газа на вводе в ГРП до 0,6МПа (6kgf/cm²).

При установке шкафного ГРП на стене здания расстояние от шкафа до окна, двери и других проемов по го-

ризонтالي должно быть не менее 3м при давлении газа на входе до 0,3МПа (3kgf/cm²) и не менее 5м при давлении газа на входе свыше 0,3МПа (3kgf/cm²) до 0,6МПа (6kgf/cm²); расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5м.

Допускается устанавливать шкафные ГРП на стенах жилых домов при давлении газа на входе в ГРП до 0,3МПа (3kgf/cm²).

Расстояние от шкафа ГРП до оконных, дверных и других проемов в

этом случае должно быть не менее 3х метров.

Расстояние от домовых регуляторов до оконных, дверных и других проемов допускается сокращать до 1 метра.

Установка шкафных ГРП и домовых регуляторов под балконами (лоджиями) не допускается.

Вне населенных пунктов установка шкафных ГРП рекомендуется в проветриваемых ограждениях из негорючих материалов высотой 1,6м.

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

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

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

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

Помещение регуляторов отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП должны отвечать требованиям, установленным СНиП 2.09.02-85* и ШНК 2.01.02-04 для помещений категории А.

5.8. Необходимость отопления помещения ГРП следует определять в

зависимости от климатических условий, влажности транспортируемого газа и конструкции применяемого оборудования и контрольно - измерительных приборов.

Максимальная температура теплоносителя не должна превышать 115⁰С, температура воздуха в помещениях, где размещено газовое оборудование и КИП, должна быть не менее +5⁰С.

При устройстве в ГРП местного отопления отопительную установку следует размещать в изолированном, имеющим самостоятельный выход помещении, отделенном от технологического, а также от других помещений ГРП глухими газонепроницаемыми и противопожарными стенами с пределом огнестойкости не менее 150min.

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

5.9. Для обогрева шкафных ГРП допускается использование газовых горелок при условии обеспечения взрывопожаробезопасности.

5.10. Во всех помещениях ГРП следует предусматривать естественное освещение, естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее трехкратного воздухообмена в 60 min.

Требования пункта 7.6 КМК 2.04.05-97* в части расстояния по горизонтали между устройствами приема и выброса воздуха системы

вентиляции на здания ГРП не распространяются.

РАЗМЕЩЕНИЕ ГРУ

5.11. ГРУ следует предусматривать с входным давлением газа не более 0,6 МПа (6 kgf/cm²) с устройством не более двух линий регулирования.

Разрешается размещение ГРУ у каждого агрегата, если это предусмотрено в его конструкции при заводском изготовлении.

В этом случае количество ГРУ не регламентируется.

5.12. ГРУ следует размещать в газифицируемых зданиях, как правило, вблизи от ввода газопровода непосредственно в помещениях котельных и цехов, где находятся агрегаты, использующие газ, или в смежных помещениях, соединенных с ними открытыми проемами и имеющих не менее чем трехкратный воздухообмен 60 min. Размещение ГРУ в помещениях категорий А, Б не допускается.

Допускается размещение ГРУ в помещениях категорий В при условии оборудования их автоматической системой пожаротушения и постоянно действующей принудительной приточно-вытяжной вентиляцией, отвечающей требованиям по размещаемому производству.

Разрешается размещать шкафные ГРП непосредственно в котельных или в помещениях цехов с газоиспользующими агрегатами. В этом случае сплошные дверки и боковые стенки ГРП снимаются и заменяются сетчатыми. Размещение в шкафу оборудования с приборами КИП бу-

дет рассматриваться как ГРУ, а шкаф как ограждение ГРУ.

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

Размещение ГРУ под лестничными маршами не допускается.

5.13. Допускается подача газа от одной ГРУ к газоиспользующим агрегатам, расположенным в других помещениях одного здания и других отдельно стоящих зданиях на территории одного предприятия, при условии, что эти агрегаты работают на одинаковых режимах давления газа и в помещения, где находятся агрегаты обеспечен круглосуточный доступ обслуживающего персонала газовой службы.

ОБОРУДОВАНИЕ ГРП И ГРУ

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

ПСК для шкафных ГРП допускается выносить за пределы шкафа.

Допускается не предусматривать установку ПЗК в ГРП или ГРУ промышленных предприятий, если по условиям производства не допускаются перерывы в подаче газа. В этих случаях необходимо устройство сигнализации о повышении или пониже-

нии давления газа сверх допустимых пределов.

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

5.15. На обводном газопроводе (байпасе) необходимо предусматривать установку последовательно двух отключающих устройств.

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

Для ГРП с входным давлением газа свыше 0,6МПа (6kgf/cm²) и пропускной способностью более 5000м³/h вместо байпаса следует предусматривать устройство дополнительной резервной линии регулирования.

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

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

5.17. Установку ПЗК следует предусматривать перед регулятором давления.

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

Перед ПСК следует предусматривать отключающие устройства.

5.18. Проверку пропускной способности ПСК следует производить в соответствии с указаниями "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

Количество газа, подлежащего сбросу ПСК следует определять: при наличии перед регулятором давления ПЗК - по формуле:

$$Q \geq 0,0005 Q_d \quad (17)$$

где: Q - количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение часа, м³/h (при 0 °С и 0,10132 МПа);
 Q_d - расчетная пропускная способность регулятора давления м³/h (при 0° С и 0,10132 МПа);

при отсутствии перед регулятором давления ПЗК - по формулам:

для регуляторов давления с золотниковыми клапанами

$$Q \geq 0,01 \cdot Q_d \quad (18)$$

для регулирующих заслонок с электронными регуляторами

$$Q \geq 0,02 Q_d \quad (19)$$

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

$$Q' \geq Q_n \quad (20)$$

гд Q' - необходимое суммарное количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течении часа, м³/h (при 0°С и

- 0,10132МПа);
- n** - количество регуляторов давления газа, штук;
 - Q** - количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течении часа для каждого регулятора, m^3/h (при $0^\circ C$ и 0,10132МПа);

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

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

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

5.20. В ГРП и ГРУ следует предусматривать продувочные и сбросные трубопроводы.

Продувочные трубопроводы следует размещать:

- на входном газопроводе после первого отключающего устройства;

- на обводном газопроводе (байпасе) между двумя отключающими устройствами;

- на участках газопровода с оборудованием, отключаемым для

производства профилактического осмотра и ремонта.

Условный диаметр продувочного трубопровода должен быть не менее 20 mm.

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 20mm.

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

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

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

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

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

Установка дроссельных шайб на импульсных газопроводах к расходомерам не допускается.

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

5.23. 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 0,4m в свету. Ширина основного прохода в помещении ГРП и со стороны обслуживания ГРУ должны быть не менее 0,8m.

Для обслуживания оборудования, размещенного на высоте более 1,5m

следует предусматривать площадки с лестницами, имеющими перила.

Газопроводы ГРП следует окрашивать в цвета согласно ГОСТ14202-69.

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

5.24. Входные и выходные газопроводы ГРП следует предусматривать, как правило, надземными с проходом через наружную часть зданий с устройством футляра.

При устройстве подземных входных и выходных газопроводов следует руководствоваться требованиями разд.4.

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

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

Надежность электроснабжения ГРП промышленных предприятий должна определяться по основному производству.

5.26. Для ГРП следует предусматривать II категорию устройства молниезащиты. При проектировании молниезащиты следует руководствоваться требованиями РД34.21.122-90.

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

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

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

РАЗМЕЩЕНИЕ КОМБИНИРОВАННЫХ РЕГУЛЯТОРОВ

5.29. Комбинированные регуляторы давления газа следует устанавливать на опорах из негорючих материалов или на наружных стенах газифицируемых зданий не ниже III-IIIa степени огнестойкости, кроме стен из панелей с металлической обшивкой и горючим утеплителем или внутри зданий (кроме жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера).

Входное давление газа в комбинированный регулятор давления не должно превышать:

для жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера - 0,3МПа (3kgf/cm²) при установке на стенах газифицируемых зданий и 0,6МПа (6kgf/cm²) при размещении на отдельно стоящей опоре.

для промышленных (в том числе котельных) и сельскохозяйственных предприятий - 0,6МПа (6kgf/cm²) при установке на стенах зданий и 1,2МПа (12kgf/cm²) при размещении на отдельностоящих опорах.

5.30. Комбинированные регуляторы давления следует устанавливать на горизонтальном участке газопровода на высоте, как правило, не более 2,2m. При необходимости установки регулятора на большой высоте следует предусматривать площадку для его обслуживания.

5.31. Расстояние от комбинированного регулятора давления, устанавливаемого на стене здания, до оконных, дверных и других проемов следует принимать не менее:

1m по вертикали и 3m по горизонтали при давлении газа на входе в регулятор не более 0,3МПа (3kgc/cm²);

3m по вертикали и 5m по горизонтали при давлении газа на входе в регулятор свыше 0,3МПа (3kgc/cm²). Установка комбинированных регуляторов давления под балконами не допускается.

Расстояние от комбинированного регулятора давления, устанавливаемого на опоре, до зданий и сооружений следует принимать как от газопровода соответствующего давления.

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

6. ВНУТРЕННИЕ УСТРОЙСТВА ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

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

Проекты внутренних устройств газоснабжения следует выполнять согласно О'zDSt-734-96.

Возможность установки газового оборудования и прокладки газопроводов в конкретных зданиях

следует определять согласно строительным нормам и правилам на проектирование соответствующих зданий с учетом требований стандартов и других документов на поставку указанного оборудования, а также данных, заводских паспортов и инструкций, определяющих область и условия его применения.

ПРОКЛАДКА ГАЗОПРОВОДОВ

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

Для присоединения передвижных агрегатов, переносных газовых горелок, газовых приборов, КИП, приборов автоматики и баллонов СУГ допускается предусматривать резиновые и резинотканевые рукава. При выборе рукавов следует учитывать стойкость их к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре. Импортные гибкие рукава должны иметь технические свидетельства, подтверждающие их пригодность.

Гибкие рукава, используемые для присоединения бытового газоиспользующего оборудования должны иметь маркировку «газ», внутренний диаметр – не менее 10mm.

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

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

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

6.5. В производственных помещениях промышленных предприятий, в том числе котельных, зданий предприятий бытового обслуживания производственного назначения 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 входа и выхода газопровода из пола следует предусматривать футляры, концы которых должны выступать над полом не менее чем на 5cm.

6.6. В производственных помещениях промышленных предприятий допускается прокладка газопроводов в полу в каналах, засыпанных 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.

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

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

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

6.9. Прокладку газопроводов транзитом через производственные помещения, где газ не используется, допускается предусматривать для газопроводов низкого и среднего давления при условии, что на газопроводе не устанавливается арматура и обеспечивается беспрепятственный круглосуточный доступ в эти помещения персонала, обслуживающего газопровод.

6.10. Не допускается предусматривать прокладку газопроводов в помещениях, относящихся по взрывной и взрывопожарной опасности к категориям А и Б; во взрывоопасных зонах всех помещений; в складских зданиях взрывоопасных и горючих материалов; в помещениях подстан-

ций 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.

6.11. Газопроводы необходимо защищать от воздействия открытого теплового излучения (изоляция, устройство экрана и т.д.).

6.12. Для газопроводов, транспортирующих влажный газ и прокладываемых в помещениях, в которых температура воздуха может быть ниже 3⁰С, следует предусматривать тепловую изоляцию из негорючих материалов.

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

на вводе газопровода внутри помещения;

на ответвлениях к каждому агрегату;

перед горелками и запальниками;

на продувочных трубопроводах, в местах присоединения к газопроводам.

При наличии внутри помещения газового счетчика или ГРУ, расположенных от места ввода газопровода на расстоянии не далее 10m, отключающим устройствам на вводе счита-

ется задвижка или кран перед ГРУ или счетчиком.

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

6.14. Прокладку газопроводов в жилых домах следует предусматривать по нежилым помещениям.

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

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

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

для отключения стояков, обслуживающих более пяти этажей;

перед счетчиками (если для отключения счетчика нельзя использовать отключающее устройство на вводе);

перед каждым газовым прибором, печью или установкой;

на ответвлениях к отопительным печам или приборам в соответствии с требованиями п.6.41.

На подводящих газопроводах к пищеварочным котлам, ресторанным

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, у которых отключающее устройство перед горелками предусмотрено в их конструкции (газовые плиты, водонагреватели, печные горелки и др.) необходимо устанавливать одно отключающее устройство.

Необходимость установки устройств для отключения стояков (подъездов) 5 ти и менее этажных жилых домов решается проектной 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 по возможности снаружи здания.

6.16. 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 про-

емов заполненных стеклоблоками, а также прокладка газопровода вдоль переплетов неоткрывающихся окон.

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

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

6.19. 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. Крепления следует предусматривать обязательно у поворотов газопровода, на ответвлениях и у арматуры.

Расстояние между опорами надземных газопроводов следует определять в соответствии с требованиями КМҚ-2.04.12-97.

6.20. Прокладку газопроводов транспортирующих влажный газ (кроме паровой фазы СУГ низкого давления), следует предусматривать с уклоном не менее 3%.

При наличии газового счетчика уклон газопровода следует предусматривать от счетчика.

6.21. Вертикальные газопроводы в местах пересечения строительных

конструкций следует прокладывать в футлярах. Концы футляра должны плотно заделываться просмоленной паклей или другими эластичными материалами на расстоянии от края футляра не менее 10см. Конец футляра должен выступать над полом не менее чем на 3см, а диаметр его принимается из условия, чтобы кольцевой зазор между газопроводом и футляром был не менее 5mm для газопроводов номинальным диаметром не более 32mm и не менее 10mm для газопроводов большего диаметра.

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

6.23. Газовые приборы и газогорелочные устройства следует присоединять к газопроводам, как правило, жестким соединением.

Присоединение к газопроводу газовых приборов, лабораторных горелок, а также устанавливаемых в цехах промышленных предприятий переносных и передвижных газогорелочных устройств и агрегатов допускается предусматривать после отключающего крана резиноканевыми рукавами.

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

6.24. На газопроводах промышленных (в том числе котельных, сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера) следует предусматривать продувочные трубопроводы от наиболее удален-

ных от места ввода участков газопровода, а также от отводов к каждому агрегату перед последним по ходу газа отключающим устройством. Допускается объединение продувочных трубопроводов от газопроводов с одинаковым давлением газа, за исключением продувочных трубопроводов для газов, имеющих плотность больше плотности воздуха.

Диаметр продувочного трубопровода следует принимать не менее 20mm.

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 32mm допускается вместо продувочных трубопроводов предусматривать установку запорного устройства с глухим штуцером - заглушкой.

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

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

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ЖИЛЫХ ДОМОВ

6.26. Установку газовых плит в жилых домах следует предусматри-

вать в помещениях кухонь высотой не менее 2,2m, имеющих окно с форточкой (фрамугой), вытяжной вентиляционный канал и естественное освещение.

При этом внутренний объем помещений кухонь должен быть, m^3 , не менее:

для газовой плиты с 2 горелками	8
для газовой плиты с 3 горелками	12
для газовой плиты с 4 горелками	15

6.27. В существующих жилых домах допускается установка газовых плит:

в помещениях (кухня, веранда и т.д.) высотой не менее 2,2m и объемом не менее указанного в п.6.26 при отсутствии вентиляционного канала и невозможности использования в качестве такого канала дымоходов, но при наличии в помещении окна с форточкой или фрамугой в верхней части окна;

в коридорах индивидуального пользования при наличии в коридоре окна, при этом проход между плитой и противоположной стеной должен быть шириной не менее 1m, а жилые помещения отделены от коридора плотными перегородками и дверью:

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

6.28. Возможность установки газовых плит, отопительных и других аппаратов в строениях, расположенных вне жилого дома, решается проектной организацией. При этом помещения, в которых предусматривается

установка газовых приборов, должны соответствовать требованиям, предъявляемым к помещениям жилых домов, где допускается размещение таких приборов.

6.29. Для отопления и горячего водоснабжения квартиры или индивидуально жилого дома следует предусматривать автоматизированные газовые водогрейные котлы и водонагреватели полной заводской готовности, работающие с отводом продуктов сгорания в дымоход и не требующие постоянного наблюдения.

Этажность жилых домов, в которых разрешается установка указанных газовых котлов и водонагревателей следует предусматривать согласно пп. 9.13 и 9.33 ШНК 2.08.01-05. Требуемую теплопроизводительность, схемы и технические решения систем в комплекте с автоматическими контролерами следует принимать в соответствии с КМК2.04.05-97* и инструкциями заводов - изготовителей котлов, водонагревателей и контроллеров.

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

Переводимые на газовое топливо отопительные установки должны быть оборудованы газогорелочными устройствами с автоматикой безопасности в соответствии с требованиями, предусмотренными разд.11.

6.31. Устройство дымоходов должно соответствовать требованиям КМК-2.04.05-97* как для отопитель-

ных печей. При решении вопроса о возможности присоединения газовых приборов к дымоходам допускается руководствоваться данными, приведенными в справочном приложении Е.

Допускается изготовление дымоходов из асбоцементных труб при температуре отходящих газов от газовых приборов не более 500⁰С.

6.32. Установку отопительных котлов и водонагревателей суммарной тепловой мощностью до 30kW рекомендуется предусматривать в кухне или нежилом помещении, отвечающем требованиям пп. 6.37 и 6.38. Установка указанных приборов в ванных комнатах не допускается. Вопрос о необходимости перестановки газовых водонагревателей из ванных 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 газоснабжения должны 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 суммарной тепловой мощностью до 30kW в коридорах индивидуального пользования, отвечающих требованиям п.п.6.37 и 6.38.

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

6.33. В индивидуальном жилом доме газовые котлы (водонагреватели) при их суммарной тепловой мощности для отопления и горячего водоснабжения от 30 до 150kW следует размещать в отдельном помещении топочной, отвечающей следующим требованиям:

- высота не менее 2,5m;
- объём и площадь должны удовлетворять удобному размещению и обслуживанию оборудования, а объём составлять не менее 15m³;
- наличие естественного освещения - из расчёта 0,03m² остекления на 1m³ объёма помещения;
- в остеклении или в наружной стене должен быть предусмотрен незакрываемый проём или проёмы с решёткой для поступления воздуха для горения газа общей площадью живого сечения из расчёта 0,005m² на 1kW суммарной мощности котлов (водонагревателей);
- ввод газопровода следует предусмотреть непосредственно в топочную.

6.34. Расстояния от строительных конструкций помещений до бытовых газовых плит и отопительного газоиспользующего оборудования следует предусматривать в соответствии с паспортами или инструкциями по монтажу предприятий - изготовителей.

При отсутствии требований в паспортах или инструкциях заводов-изготовителей газоиспользующее оборудование устанавливается исходя из условия удобства монтажа, эксплуатации и ремонта, при этом рекомендуется предусматривать установку:

газовой плиты:

- у стены из несгораемых материалов на расстоянии не менее 6cm от стены (в том числе боковой стены). Допускается установка плиты у стен из трудносгораемых и сгораемых материалов, изолированных несгораемыми материалами (кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3mm, штукатуркой и т.п.), на расстоянии не менее 7cm от стен. Изоляция стен предусматривается от пола и должна выступать за габариты плиты на 10cm с каждой стороны и не менее 80cm сверху;

настенного газоиспользующего оборудования для отопления и горячего водоснабжения:

- на стенах из несгораемых материалов на расстоянии не менее 2cm от стены (в том числе от боковой стены);
- на стенах из трудносгораемых и сгораемых материалов, изолированных несгораемыми материалами (кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3mm, штукатуркой и т.д.), на расстоянии не менее 3cm от стены (в том числе от боковой стены).

Изоляция должна выступать за габариты корпуса оборудования на 10cm и 70cm сверху. Расстояние по горизонтали в свету от выступающих частей данного оборудования до бытовой плиты следует принимать не менее 10cm.

Напольные газовые котлы для квартирного отопления следует устанавливать на расстоянии не менее 10cm от стен из несгораемых материалов, а от стен из трудносгораемых и

сгораемых материалов без защиты - на расстоянии более 25см.

При установке вышеуказанного оборудования на пол с деревянным покрытием последний должен быть изолирован несгораемыми материалами, обеспечивая предел огнестойкости конструкции не менее 45 минут. Изоляция пола должна выступать за габариты корпуса оборудования на 10см.

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

6.36. При установке в кухне газовой плиты и проточного водонагревателя объем кухни следует принимать согласно п.6.26.

При установке в кухне газовой плиты и емкостного водонагревателя, газовой плиты и отопительного котла или отопительного аппарата (для отопления, горячего водоснабжения) объем кухни должен быть не менее 6м^3 больше объема, предусмотренного п.6.26.

6.37. Помещение, предназначенное для размещения газового водонагревателя, а также отопительного котла или отопительного аппарата, отвод продуктов сгорания от которых предусмотрен в дымоход, должно иметь высоту не менее 2м. Объем помещения должен быть не менее $7,5\text{м}^3$ при установке одного прибора и не менее $13,5\text{м}^3$ при установке двух отопительных приборов или отопительного прибора и дровяной колонки.

6.38. Кухня или помещение, где устанавливаются котлы, аппараты и

газовые водонагреватели, должны иметь вентиляционный канал. Для притока воздуха следует предусматривать в нижней части двери или стены, выходящей в смежное помещение, решетку или зазор между дверью и полом с живым сечением не менее $0,02\text{м}^2$.

6.39. Не допускается размещение всех газовых приборов в подвальных этажах (подвалах), а при газоснабжении СУГ - в полуподвальных и цокольных этажах зданий любого назначения.

Требования данного абзаца не распространяются на жилые дома, принадлежащие гражданам на правах личной собственности при условии: ввода газопровода непосредственно в помещение, где расположены только отопительные газовые приборы, при этом помещение должно иметь естественное освещение, самостоятельный выход на улицу (во двор) с открывающейся наружу дверью, а газоснабжение их осуществляется от природного газа.

6.40. 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.

6.41. Топки газифицируемых печей следует предусматривать, как правило, со стороны коридора или другого нежилого (неслужебного) помещения.

При невозможности обеспечения 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 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.

В помещениях с печным газовым отоплением не допускается устройство вытяжной вентиляции с искусственным побуждением.

Топливники отопительных печей при переходе на газовое топливо следует футеровать тугоплавким и огнеупорным кирпичем.

6.42. Согласно ШНК 2.08.01-05 для отопления помещений не допускается применять системы парового отопления и газовые отопительные камины.

6.43. Согласно ШНК 1.04.05-06* при реконструкции, перепланировке и переоборудовании помещений в многоквартирных домах не допускается дополнительная установка инди-

видуальных отопительных котлов и приборов горячего водоснабжения работающих на газовом топливе.

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

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ОБЩЕСТВЕННЫХ ЗДАНИЙ

6.45. Не допускается устанавливать газовое оборудование и баллоны СУГ в помещениях, расположенных под спальными и групповыми комнатами детских учреждений, обеденными и торговыми залами кафе, столовых и ресторанов, больничными палатами, аудиториями, классами учебных заведений, фойе, зрительными залами зданий культурно-просветительских и зрелищных учреждений и других помещений с массовым пребыванием людей.

6.46. В школах, дошкольных учреждениях, гостиницах установка газовых приборов для пищеприготовления, отопления и горячего водоснабжения разрешается в отдельно стоящих зданиях, отдалённых от основного корпуса с условием выполнения требований п.6.26, 6.30, 6.37, 6.38 и п.18 приложения Е настоящих ШНК 2.04.08-13.

В общежитиях, в домах престарелых и семей с инвалидами необходимо предусмотреть установку электроплит

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

6.48. 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.

6.49. При установке бытовых газовых плит и других приборов следует соблюдать требования п.п.6.26, 6.29, 6.30, 6.33, 6.34, 6.36, 6.39, 6.40, 6.41, 6.44.

6.50. Пищеварочные котлы и плиты, кипятильники и т.п. предназначенные для работы на твердом или жидком топливе, допускается переводить на газовое топливо. При этом газогорелочные устройства должны соответствовать требованиям, предусмотренным разд.11. В пищеварочных плитах следует предусматривать замену съемных конфорочных колец сплошным настилом.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ УСТАНОВОК И КОТЛОВ

6.51. При проектировании газового оборудования котельных или при переводе на газовое топливо существующих котельных кроме требова-

ний настоящих норм следует руководствоваться требованиями КМК2.04.13-99 и "Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов".

При проектировании газооборудования производственных и отопительных котельных мощностью единичного котлоагрегата более 420GJ/h (более 100Gcal/h) следует руководствоваться указаниями раздела 7.

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

6.52. Газоиспользующее оборудование по комбинированной выработке электроэнергии и тепла размещают в изолированном помещении с ограждающими конструкциями стен перекрытий не ниже II степени огнестойкости, с минимальными пределами огнестойкости 45 минут и пределом распространения огня по конструкциям, равным нулю.

Помещения установок по комбинированной выработке электроэнергии и тепла оборудуют:

- шумопоглощающими устройствами;
- постоянно действующей вентиляцией с механическим побуждением, сблокированной с автоматическим запорным органом, установленным непосредственно на вводе газопровода в помещение;
- системами по контролю загазованности и пожарной сигнализацией, сблокированной с автоматическим

запорным органом на вводе в помещение, с выводом сигнала опасности на диспетчерский пульт.

При газоснабжении установок по комбинированной выработке электроэнергии и тепла обвязку отдельных двигателей предусматривают как для газовых горелок по ГОСТ21204-97.

На газопроводах предусматривают систему продувочных трубопроводов.

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

Для обеспечения стабильного давления газа перед газовыми горелками газоиспользующего оборудования и котлов производственных зданий и котельных рекомендуется установка на газовых сетях регуляторов-стабилизаторов.

При установке регуляторов-стабилизаторов наличия перед ними ПЗК, а после них ПСК не требуется.

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

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

Перед горелками, в которые подается готовая газовоздушная смесь, а также при подводе кислорода к горелкам для резки и сварки металла для предотвращения проникновения пламени в подводящий трубопровод

следует предусматривать установку огнепреградителей.

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

Для паровых котлов с давлением пара свыше 0,07МПа (0,7kgf/cm²) и водогрейных котлов с температурой воды выше 115⁰С взрывные клапаны следует предусматривать в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов".

Число взрывных клапанов, их расположение и размеры для паровых котлов с давлением пара не более 0,07МПа (0,7kgf/cm²) и водогрейных котлов с температурой воды не более 115⁰С, а также для дымоходов от котлоагрегатов должна определять проектная организация.

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.

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

6.56. Площадь одного взрывного клапана следует принимать не менее 0,05м².

6.57. 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.

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

Дополнительные требования к газифицируемым помещениям этих зданий по вентиляции не предъявляются.

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

6.59. При подаче промышленным предприятиям неодорированного газа следует предусматривать сигнализацию загазованности газифицируемых помещений, по которым предусматривается прокладка газопроводов.

6.60. Газифицируемые котлы должны быть оборудованы КИП, автоматикой безопасности и автоматическим регулированием в соответствии с требованиями ҚМҚ 2.04.13-99.

6.61. Газифицируемые производственные агрегаты должны быть оборудованы КИП для измерений:

давления газа у горелки или группы горелок после последнего (по ходу газа) отключающего устройства и при необходимости у агрегата;

давления воздуха в воздуховоде у горелок после последнего шиберы или дроссельной заслонки и при необходимости у вентиляторов;

разрежения в топке и при необходимости в дымоходе до шиберы.

6.62. 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.

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

недопустимом отклонении давления газа от заданного;

погасании пламени у рабочих горелок или группы горелок, объединенных в блок;

уменьшении разрежения в топке (для агрегатов, оборудованных дымососами или инъекционными горелками);

понижении давления воздуха (для агрегатов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха).

Для производственных агрегатов, отдельных горелок или группы горелок, объединенных в блок, имеющих номинальную тепловую мощность

ность менее 5,6kW, автоматику безопасности допускается не предусматривать.

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

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

6.66. Присоединение КИП и приборов автоматики к газопроводам с давлением газа свыше 0,1МПа (1kgf/cm²) следует предусматривать с помощью стальных труб. Для коммутации щитков КИП и автоматики допускается применение трубок из цветных металлов.

На отводах к КИП должны предусматриваться отключающие устройства.

При давлении газа до 0,1МПа (1kgf/cm²) допускается предусматривать присоединение КИП с помощью резиновых или резиноканевых рукавов длиной не более 3м, а также резиновых трубок, соответствующих требованиям п.6.2.

6.67. Прокладку импульсных линий следует предусматривать в соответствии с требованиями КМК3.05.07-97.

ГОРЕЛКИ ИНФРАКРАСНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

6.68. Горелки инфракрасного излучения (ГИИ) должны соответствовать требованиям, предусмотренным разд 11. ГИИ допускается применять как в стационарных так и передвижных установках.

6.69. ГИИ допускается применять для обогрева в соответствии с требованиями паспортов и инструкций заводов-изготовителей:

- рабочих мест и зон производственных помещений;
- рабочих мест и зон на открытых площадках (в том числе перронов, спортивных сооружений);
- помещений, конструкций зданий и сооружений и грунта в процессе строительства зданий и сооружений;
- общественных помещений с временным пребыванием людей, помещений общественного питания, кроме ресторанов;
- животноводческих зданий и помещений;
- для технологического обогрева материалов и оборудования, кроме содержащих легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ;
- в системах снеготаяния на открытых и полукрытых площадках, на кровлях зданий и сооружений.

При использовании системы обогрева с ГИИ помимо положений настоящего документа следует руководствоваться требованиями ГОСТ12.1.005-88, КМК 2.04.05-97* и других нормативных документов.

6.70. Отопительные системы с ГИИ, предназначенные для отопления помещений без постоянного об-

служивающего персонала, следует предусматривать с автоматикой, обеспечивающей прекращение подачи газа в случае погасания пламени горелки.

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

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

6.72. Расстояние от ГИИ до конструкций помещения из горючих и трудногорючих материалов (потолка, оконных и дверных коробок и т.п.) должно быть не менее 0,5м при температуре излучающей поверхности до 900⁰С и не менее 1,25м для температуры выше 900⁰С.

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

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

6.73. Расчет вентиляции помещений, где предусматривается установка ГИИ, следует выполнять из условий допустимых концентраций СО₂, NO₂ в рабочей зоне. Размещение вытяжных устройств следует предусматривать выше излучателей (горелок), а приточных устройств - вне зоны излучения горелок.

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

УСТАНОВКА СЧЕТЧИКОВ ГАЗА

6.74. На объектах газоснабжения необходим обязательный учет расхода газа. Выбор системы учета на объектах газоснабжения должен определяться в соответствии с указаниями «Правил поставки газа потребителям Республики Узбекистан», утвержденным Постановлением Кабинета Министров РУз от 10.01.2000г. №8, и О'z DSt 8.030-2008 «ТСИ. Топливо и энергия. Общие требования к учету» и О'z DSt 8.031-2008 «ТСИ. Топливо и энергия. Оснащение приборами учета и их эксплуатация» утвержденным агентством «UZSTANDART».

В газифицируемых жилых домах, а также при газификации теплиц, бань и других строений на приусадебных участках должен быть предусмотрен учет расхода газа каждым абонентом путем установки на газопроводе прибора учета расхода газа - счетчика.

6.75. Приборы для учета расхода газа (газовые счетчики), следует размещать:

- в ГРП;
- в газифицируемом помещении;
- в нежилом помещении газифицируемого жилого здания, имеющем естественную вентиляцию;
- в смежном с газифицируемым помещением и соединенным с ним открытым проемом помещения производственного здания и котельной;
- вне здания.

Допускается размещение газовых счетчиков:

в коридорах, в застекленных верандах не ниже II степени огнестойкости, имеющих естественную приточно-вытяжную вентиляцию;

на капитальных стенах во дворах жилых домов усадебного типа. При этом газовый счетчик должен быть защищен от прямого воздействия атмосферных осадков.

Установка счетчика вне помещения разрешается при условии, что его технические данные допускают эксплуатировать при отрицательных температурах воздуха.

Расстояние по горизонтали от газового счетчика до газовых приборов должно быть не менее 1 м.

Расстояние по вертикали от пола (уровня земли) до низа счетчика должно быть 1,5-1,8 м.

6.76. Установку счетчика внутри помещения предусматривают вне зоны тепло- и влаговыведений (от плиты, раковины и т.п.) в естественно проветриваемых местах. Не рекомендуется устанавливать счетчики в застойных зонах помещения (участки помещения, отгороженные от венти-

ляционного канала или окна, ниши и т.п.).

Расстояние от мест установки счетчиков до газового оборудования принимают 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 1,0 м от отопительного газоиспользующего оборудования (емкостного и приточного водонагревателя, отопительной и отопительно - варочной печи, теплогенератора), ресторанной плиты, варочного котла.

6.77. Наружная (вне здания) установка счетчика предусматривается под навесом, в шкафах или других конструкциях, обеспечивающих защиту счетчика от внешних воздействий. Разрешается открытая установка счетчика.

Размещение счетчика предусматривают:

- на отдельно стоящей опоре на границе раздела сети (по балансовой принадлежности) газоснабжающей организации и потребителя;
- на стене газифицируемого здания на расстоянии по горизонтали не менее 0,5 м от дверных и оконных проемов.

Размещение счетчиков под проемами в стенах не рекомендуется.

6.78. Конструкция шкафа для размещения счетчика должна обеспечивать естественную вентиляцию. Дверцы шкафа должны иметь запоры.

6.79. С целью технического (контрольного) учета расхода газа в производственных предприятиях и котельных рекомендуется установка отдельных счетчиков для цехов и агрегатов.

7. СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

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

7.2. При проектировании систем газоснабжения электростанций кроме требований настоящих норм следует руководствоваться требованиями других нормативных документов, действующих по согласованию с ГАК «Узбекэнерго» Республики Узбекистан.

7.3. Проектирование газопроводов с давлением газа свыше 1, 2 МПа (12 kgf/cm²) следует осуществлять по специальным техническим условиям ГАК «Узбекэнерго» Республики Узбекистан.

НАРУЖНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ И УСТРОЙСТВА

7.4. Внеплощадочные газопроводы электростанций следует прокладывать, как правило, подземно. Присоединение к этим газопроводам других потребителей допускается только по согласованию с ГАК «Узбекэнерго» Республики Узбекистан.

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

7.6. Прокладку газопроводов по территории электростанции следует предусматривать, как правило, надземной, с учетом максимального использования существующих или проектируемых эстакад и опор других трубопроводов.

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

ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ

7.7. На газопроводе при вводе его в ГРП, расположенный на территории электростанции, следует предусматривать отключающее устройство с электроприводом на расстоянии не менее 10 м от здания ГРП.

При сооружении ГРП для одного блока мощностью 800 MW и выше непосредственно после отключающего устройства перед ГРП необходимо предусматривать отсечной быстродействующий клапан. Для блоков 800 MW и выше допускается совмещение узлов редуцирования давления и расхода газа в блочном ГРП, т.е. не предусматривать регулятор расхода на подводе газа к котлу.

7.8. Выбор пропускной способности регуляторов давления, устанавливаемых на каждой линии регулирования в ГРП, следует производить с учетом нарастания расходов газа по мере ввода котельных агрега-

тов, а также с учетом летних расходов газа.

7.9. В ГРП с входным давлением газа свыше 0,6МПа (6kgf/cm²) следует предусматривать не менее двух линий регулирования.

В качестве регулирующего устройства в ГРП допускается применять регулирующие заслонки.

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

Допускается не предусматривать установку ПСК в ГРП с расчетным расходом газа 100000м³/h и более при размещении их вблизи воздухозаборных шахт производственных помещений. В этом случае все газопроводы и оборудование, устанавливаемое за регулятором давления до отключающего устройства перед горелками котла включительно, должны быть рассчитаны и приняты исходя из рабочего давления газа до ГРП.

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

7.12. Сбросные трубопроводы от ПСК необходимо располагать со стороны здания ГРП, противоположной воздухозаборным устройствам

систем вентиляции. Расстояние от концевых участков сбросных трубопроводов до мест забора воздуха для приточной вентиляции должно быть не менее 10m по горизонтали и 6m по вертикали.

Если расстояние от сбросных газопроводов ПСК по горизонтали до светоэрационного фонаря самого высокого соседнего здания меньше 200m, сбросные газопроводы должны быть выведены на 2m выше фонаря этого здания.

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

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

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

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

7.16. Управление регулирующей и запорной арматурой ГРП следует предусматривать со щита главного корпуса при сохранении возможности

управления с местного щита ГРП. Указатель положения регулирующей арматуры следует предусматривать на щите главного корпуса и на местном щите ГРП.

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

ВНУТРЕННЕЕ ГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

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

7.18. На отводе газопровода к каждому котлоагрегату следует предусматривать быстродействующий запорный (отсечной) клапан, прекращающий подачу газа к горелкам в течение не более 3 секунд.

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

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

7.21. Перед каждой горелкой следует предусматривать установку последовательно двух запорных

устройств. Первое по ходу газа запорное устройство должно иметь электрический привод, второе - электрический или ручной привод. Между этими запорными устройствами следует предусматривать продувочный газопровод (свеча безопасности) с установкой на нем запорного устройства с электроприводом.

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

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

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

ТРУБОПРОВОДЫ И КИП

7.25. Для газопроводов электростанций следует предусматривать стальные трубы в соответствии с п.11.15.

Сварные трубы допускается применять при условии 100%-ного контроля неразрушающими методами заводского шва, что должно быть указано в сертификате на трубы.

7.26. Детали, блоки, сборные единицы трубопроводов, опоры и подвески для газопроводов, сооружаемых на территории электростанций следует принимать в соответствии с нормативно-технической документацией ГЭК «Узбекэнерго» Республики Узбекистан для трубопроводов пара и горячей воды давлением не более

4МПа (40kgf/cm²), температурой не выше 425⁰С тепловых электростанций.

Фасонные части и детали следует изготавливать из спокойной стали.

Отводы диаметром до 100mm должны быть гнутыми или штампованными.

Гнутые отводы для подземных газопроводов следует изготавливать, как правило, из бесшовных труб.

7.27. Для газопроводов с толщиной стенки свыше 5mm, прокладываемых на участках перехода через железные и автомобильные дороги, водные преграды и другие естественные и искусственные преграды, а также для надземных газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха ниже минус 30⁰С, величина ударной вязкости металла труб и сварных соединений должны быть не ниже 29J/cm² (3kgf/cm²) при расчетной температуре наружного воздуха района строительства.

7.28. Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования в системах газоснабжения тепловых электростанций допускается предусматривать согласно рекомендуемому приложению F.

7.29. На общем подводящем газопроводе в ГРП следует предусматривать прибор для измерения расхода газа с обеспечением измерения как номинального, так и малого (до 30% от номинального) расходов.

8. ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ, ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ, ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ СКЛАДЫ БАЛЛОНОВ

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

8.1. Настоящий раздел устанавливает требования к проектированию и реконструкции газонаполнительных станций (ГНС), газонаполнительных пунктов (ГНП) и промежуточных складов баллонов (ПСБ) предназначенных для снабжения сжиженными углеводородными газами (СУГ) потребителей, использующих эти газы в качестве топлива.

8.2. При проектировании установок (станций) регазификации СУГ следует руководствоваться 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 изо-термические и неметаллические резервуары, подземные хранилища, а также на проектирование складов, предназначенных для хранения СУГ, используемых в качестве сырья на предприятиях химической, нефтехимической и других отраслей промышленности.

8.4. При проектировании ГНС, ГНП и ПСБ, строительство которых будет осуществляться в районах с особыми природными и климатическими условиями, следует дополнительно учитывать требования, предусмотренные разделами 10 и 11.

ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ СТАНЦИИ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

8.5. ГНС предназначены 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 и реконструкции кустовых баз сжиженных газов, аналогичны требованиям к проектированию и реконструкции ГНС, изложенным в настоящих нормах.

8.6. ГНС следует располагать 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 п.8.16 расстояний до окружающих ГНС зданий и сооружений, а также наличия в районе строительства железных и автомобильных дорог. Размеры площадки ГНС следует принимать согласно п.221 ШНК 2.07.01-03*.

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

8.9. Подъездной железнодорожный путь к ГНС, как правило, не должен проходить через территорию других предприятий. Допускается прохождение подъездного железнодорожного пути к ГНС через территорию не более одного предприятия (по согласованию с этим предприятием) с примыканием подъездного пути ГНС, к существующей железнодорожной ветке предприятия.

ОСНОВНЫЕ ЗДАНИЯ И СООРУЖЕНИЯ ГНС

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:

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; наполнительный цех;

отделение технического освидетельствования баллонов;

отделение окраски баллонов;

колонки для наполнения автоцистерн СУГ, колонки для слива из автоцистерн при доставке газа на ГНС автомобильным транспортом и колонки для заправки газобаллонных автомобилей;

теплообменные установки для подогрева газа;

резервуары для слива из баллонов неиспарившегося газа и газа из переполненных и неисправных баллонов;

прирельсовый склад баллонов и другие здания и сооружения, требуемые по технологии ГНС;

во вспомогательной зоне:

цех вспомогательного назначения с размещением в нем административно-хозяйственных и бытовых помещений, лабораторий, насосной, механических мастерских по ремонту оборудования ГНС, баллонов и вентилей, аккумуляторной и других помещений;

котельная (при невозможности подключения к существующим источникам теплоснабжения);

трансформаторная подстанция;

резервуары для противопожарного запаса воды;

водонапорная башня;

складские и другие помещения;

здание для технического обслуживания автомобилей;

мойка для автомобилей;

пункт технического контроля.

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

воздушную компрессорную;

железнодорожные и автомобильные весы или заменяющие их весовые устройства.

8.12. В насосно-компрессорном отделении допускается предусматри-

вать газорегуляторную установку для собственных нужд.

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

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

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

РАЗМЕЩЕНИЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ ГНС

8.16. Минимальные расстояния от резервуаров для хранения СУГ, размещаемых на ГНС, до зданий и сооружений, не относящихся к ГНС, следует принимать по табл.14, до дорог - по табл.15.

8.17. Минимальное расстояние от надземных резервуаров ГНС до мест, где одновременно может находиться более 800 человек (стадионов, рынков, парков и т.п.), а так же до территорий школ и детских учреждений независимо от числа мест в них следует увеличивать в 2 раза по сравнению с указанными в табл.14.

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

Таблица 14

Общая вместимость* резервуаров, м ³	Максимальная вместимость одного резервуара, м ³	Расстояние от резервуаров до зданий (жилых, общественных, промышленных и др.) и сооружений, не относящихся к ГНС, m	
		надземных	подземных
1	2	3	4
св 50 до 200	25	80	40
то же	50	150	75
то же	100	200	100
св 200 до 500	50	150	75
то же	100	200	100
то же	св 100, но не более 200	300	150
св 500 до 2000	100	200	100
то же	св 100, но не более 600	300	150
св 2000 до 8000 включ	то же	300	150

* -внутренний объем

Таблица 15

	Расстояние от резервуаров до дорог при общей вместимости резервуаров на ГНС, m			
	до 200 м ³		св 200 м ³	
Дороги, находящиеся вне территории ГНС	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

8.19. Размещение на ГНС шаровых резервуаров с единичной вместимостью свыше 200м³ следует предусматривать по нормам проектирования товарных складов предприятий нефтяной и нефтехимической промышленности. При этом расстояние от этих резервуаров следует принимать не менее значений, приведенных в настоящем разделе.

8.20. Расстояние от железнодорожной сливной эстакады ГНС следует принимать не менее:

до зданий и сооружений, не относящихся к ГНС - по табл.14 и 15 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 табл. 18;

до надземных резервуаров базы хранения ГНС - не менее 20m.

8.21. Расстояние от ГНС общей вместимостью резервуаров свыше

100м³ до предприятий с легковоспламеняющимися материалами (нефтебазы, нефтеперерабатывающие заводы, ацетиленовые станции, склады киноплёнок и т.п.) следует принимать по нормам для этих предприятий, но не менее расстояний, указанных в табл.14.

8.22. Минимальное расстояние от резервуаров ГНС, размещенных на территории промышленных предприятий, до зданий и сооружений этих предприятий следует принимать по табл.16 и 17.

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

8.23. Расстояние от резервуаров СУГ общей вместимостью 500м³ и меньше для ГНС, размещенных на территории промышленных предприятий, до зданий, агрегатов и установок категории Г, относящихся к предприятию, следует принимать на 30% более указанных в табл.16.

Таблица 16

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

Таблица 17

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

8.24. Расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории ГНС, следует принимать не менее значений, указанных в табл.18.

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

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

8.29. Планировку площадок ГНС и проектирование подъездных и внутриплощадочных дорог следует выполнять в соответствии с требованиями СНиП II-89-80, ШНК-2.05.02-07, ҚМҚ 2.05.01-96, СНиП 2.05.07-91 и настоящих норм.

		Расстояния между зданиями и сооружениями ГНС, м									
Здания и сооружения ГНС		Порядковые номера зданий и сооружений, приведенные в гр.1									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Надземные резервуары базы хранения и железнодорожная сливная эстакада	-	10	15	30	40	15	30	10	10	40
2.	Подземные резервуары базы хранения	10	-	10	20	30	10	20	10	5	40
3.	Помещения категории А и погрузочно-разгрузочные площадки для баллонов	15	10	-	15	40	15	30	5	10	40
4.	Колонки для налива СУГ в автоцистерны и заправочные колонки	30	20	15	-	30	15	15	10	10	15
5.	Котельная, ремонтная мастерская, здание для технического обслуживания автомобилей, складские помещения	40	30	40	30	-	по табл. 24	*	*	*	**
6.	Прирельсовый склад баллонов	15	10	15	15	по табл. 24	-	по табл. 24	5	*	40
7.	Вспомогательные здания без применения открытого огня	30	20	30	15	*	по табл. 24	-	*	*	**
8.	Автомобильные дороги, кроме местных подъездов (до края проезжей части)	10	10	5	10	*	5	*	-	1.5	*
9.	Ограждение территории	10	5	10	10	*	*	*	1.5	-	*
10	Резервуары для пожаротушения (до водозаборных колодцев)	40	40	40	15	**	40	**	*	*	-

* Расстояния следует принимать по СНиП II-89-80

**** Расстояния следует принимать по КМК 2.04.02-97**

Примечание: Расстояния от зданий и сооружений, размещаемых на территории ГНС, до зданий подстанций и помещений электrorаспределительных устройств следует принимать в соответствии с требованиями разд.7 ПУЭ, а до электrorаспределительных устройств, размещенных непосредственно в производственных невзрывоопасных помещениях - по табл. 18

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

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

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

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

Для ГНС с резервуарами вместимостью свыше 500м³ следует предусматривать два рассредоточенных выезда: основной и запасной для аварийной эвакуации автотранспорта.

Присоединение запасного выезда к подъездной автодороге необходимо предусматривать на расстоянии не менее 40м от основного выезда.

Автомобильные дороги для противопожарных проездов должны проектироваться на две полосы движения.

Ширину автомобильных дорог на территории ГНС на две полосы движения следует принимать 6м, а для одной полосы движения - 4.5м.

Перед въездом на территорию ГНС необходимо предусматривать площадку для разворота и стоянки автомашин.

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

Для колонок следует предусматривать защиту от наезда автомобилей.

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

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

8.36. При проектировании зданий и сооружений ГНС следует выполнять кроме требований настоящего раздела требования, предусмотренные СНиП 2.09.02-85, КМК 2.09.03-02, ШНК 2.01.02-04.

8.37. Насосно-компрессорное отделение следует размещать, как правило, в отдельно стоящем здании, в котором допускается - предусматривать также размещение испарительной (теплообменной) установки.

Допускается блокировка насосно-компрессорного отделения с наполнительным цехом.

8.38. В здании наполнительного цеха следует предусматривать:

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

отделение дегазации баллонов;

погрузочно-разгрузочную площадку для баллонов.

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

8.39. Для отделения технического освидетельствования баллонов следует предусматривать погрузочно-разгрузочную площадку для баллонов, поступающих на техническое освидетельствование.

Размеры площадки с учетом проходов и свободного проезда транспортных средств определяются из расчета обеспечения размещения баллонов в количестве двойной суточной производительности наполнительного отделения.

8.40. Отделение окраски баллонов следует предусматривать, как правило, сблокированным с отделением технического освидетельствования баллонов.

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

8.42. Производственные процессы в зданиях, 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.

8.43. Производственные здания, установки и сооружения ГНС в от-

ношении опасности при применении электрооборудования следует относить:

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

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

8.44. В помещении насосно-компрессорного и наполнительного отделений следует предусматривать порошковые огнетушители из расчета не менее 100kg порошка при площади помещения 200m² включительно и не менее 250kg при площади помещения до 500m² включительно

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

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

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

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

СЛИВНЫЕ УСТРОЙСТВА

8.46. Число сливных устройств на железнодорожной эстакаде следует определять исходя из максимального суточного отпуска газа с ГНС с учетом неравномерности поступления газа в железнодорожных цистернах (коэффициент неравномерности следует принимать равным 2.0).

Для обслуживания сливных устройств следует предусматривать эстакады из негорючих материалов с площадками для присоединения сливных устройств к цистернам. В конце эстакады следует предусматривать лестницы шириной не менее 0,7m уклоном не более 45°. Лестницы, площадки и эстакады должны иметь перила высотой 1m со сплошной обшивкой понизу высотой не менее 90mm.

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

на трубопроводах жидкой фазы - обратный клапан;

на трубопроводах паровой фазы - скоростной клапан;

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

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

8.48. Для слива газа, поступающего на ГНС в автоцистернах, следует предусматривать 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. Колонки для заправки газобаллонных автомобилей следует оборудовать запорно-предохранительной арматурой и устройствами для замера расхода газа.

РЕЗЕРВУАРЫ ДЛЯ СУГ

8.49. Резервуары, предназначенные для приема и хранения СУГ на ГНС должны соответствовать требованиям разд.11.

Обвязку резервуаров следует предусматривать с учетом возможности раздельного приема и хранения газа различных марок, предусмотренных ГОСТ 20448-90.

8.50. Вместимость базы хранения следует определять в зависимости от суточной производительности ГНС,

степени заполнения резервуаров и количества резервируемых для хранения СУГ на газонаполнительной станции. Число суток резервируемых для хранения СУГ следует определять в зависимости от расчетного времени работы ГНС без поступления газа t , сут, определяемого по формуле:

$$t = \frac{L}{V} + t_1 + t_2 \quad (21)$$

Где:

- L** - расстояние от завода - поставщика сжиженных газов до ГНС, km;
- V** - нормативная суточная скорость доставки грузов МПС повагонной отправки, km/d (допускается 330km/d);
- t₁** - время затрачиваемое на операции связанные с отправлением и прибытием груза (принимается 1сутки);
- t₂** - время, на которое следует предусматривать эксплуатационный запас сжиженных газов на ГНС (принимается в зависимости от местных условий в размере 3-5 суток)

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

8.51. 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 суток.

При размещении ГНС на территории промышленного предприятия запас сжиженных газов следует определять в зависимости от принятого для промышленного предприятия

норматива по хранению резервного топлива.

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

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

Подземно расположенными резервуарами следует считать резервуары, у которых верхняя образующая резервуара находится ниже планировочной отметки земли не менее чем на 0,2m. и свободное пространство вокруг резервуара заполнено негорючим материалом.

К подземным резервуарам приравниваются надземные, засыпаемые грунтом на высоту не менее 0.2m выше их верхней образующей и шириной не менее 6 m, считая от стенки резервуара до бровки насыпи, или другими конструкциями, обеспечивающим такую же теплоизоляцию от воздействия пожара.

Размещение резервуаров в помещениях не допускается.

Прилегающей к резервуару территорией считается территория на расстоянии 6 m от стенки надземных и подземных резервуаров.

8.53. Резервуары должны устанавливаться с уклоном 2-3% в сторону сливного патрубка.

8.54. Надземные резервуары следует устанавливать на опоры из негорючих материалов (с пределами огнестойкости не менее 120 минут) с устройством стационарных металлических площадок с лестницами.

Площадки должны предусматриваться с двух сторон от арматуры, приборов и люков. К штуцеру для вентиляции следует предусматривать площадку с одной стороны.

Площадки и лестницы следует выполнять в соответствии с требованиями, предусмотренными п.8.46.

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

8.55. Надземные резервуары должны быть защищены от нагрева солнечными лучами (например, окраска резервуаров в белый или серебристый цвет, водяное охлаждение в соответствии с указаниями п.8.97).

8.56. Надземные резервуары следует располагать группами, как правило, в районе пониженных планировочных отметок площадки ГНС. Максимальную общую вместимость надземных резервуаров в группе следует принимать в соответствии с таблицей 19.

Таблица 19

Общая вместимость резервуаров ГНС, m ³	Общая вместимость резервуаров в группе, m ³
до 2000	1000
св 2000 до 8000	2000

Максимальные расстояния в свету между группами резервуаров следует принимать по таблице 20.

Таблица 20

Общая вместимость резервуаров в группе, m ³	Расстояние в свету между внешними образующими крайних резервуаров групп, расположенных надземно, m
До 200	5
св 200 до 700	10
св 700 до 2000	20

8.57. Внутри группы расстояния в свету между надземными резервуарами должны быть не менее диаметра наибольшего из рядом стоящих резервуаров, а при диаметре резервуаров до 2m - не менее 2m.

Расстояние между рядами надземных резервуаров, размещаемых в два и более рядов, следует принимать равным длине наибольшего резервуара, но не менее 10m.

8.58. Для каждой группы надземных резервуаров по периметру должно предусматриваться замкнутое обвалование или ограждающая стенка из негорючих материалов (например из кирпича, бутобетона, бетона и т.п.) высотой не менее 1m, рассчитанные на 85% вместимости резервуаров в группе. Ширина земляного вала по верху должна быть не менее 0,5m. Расстояние от резервуаров до подошвы обвалования или ограждающей стенки должны быть равны половине диаметра ближайшего резервуара, но не менее 1m. Для входа на территорию резервуарного парка по обе стороны обвалования или ограждающей стенки должны быть предусмотрены лестницы - переходы шириной 0,7m, не менее двух на каждую группу, расположенные в разных концах обвалования.

8.59. 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 1м.

8.60. Подземные и надземные, засыпаемые грунтом, резервуары должны устанавливаться, как правило, непосредственно на грунт.

Устройство фундаментов для резервуаров следует предусматривать при неблагоприятных грунтовых условиях: наличии грунтовых вод на глубине разработки котлована или несущей способности грунта менее 0,1МПа (1kgf/cm²).

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

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

8.61. При размещении подземных резервуаров в местах с высоким стоянием грунтовых вод (выше нижней образующей резервуаров) следует предусматривать решения по предотвращению всплытия резервуаров.

8.62. Резервуары следует защищать от коррозии:

подземные - в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005 и нормативно-технологической документации, утвержденной в установленном порядке;

надземным покрытием, состоящим из двух слоев грунтовки и двух слоев краски, лака или эмали, предназна-

ченных для наружных работ при расчетной температуре в районе строительства.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ГНС

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

8.64. Компрессоры следует размещать в помещениях, допускается размещать под навесом.

Пол помещения, где размещаются насосы и компрессоры, должен быть не менее чем на 0,15м выше планировочных отметок прилегающей территории.

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

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

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

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

Перед насосами следует предусматривать фильтры с продувочными

трубопроводами, за насосами на напорных трубопроводах - продувочные трубопроводы, которые допускается объединять с продувочными трубопроводами от фильтров. На напорном коллекторе насосов следует предусматривать пропускное устройство, соединенное с всасывающей линией насоса. На перепускном устройстве не допускается предусматривать запорную арматуру.

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

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

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

загазованности помещения в соответствии с указаниями п.п.8.110 и 8.111.

повышения давления на нагнетательных линиях насоса и компрессора свыше 1,6МПа (16kgf/cm²); достижения максимального уровня в заполняемом резервуаре (для агрегатов, предусмотренных для заполнения резервуаров).

8.68. Испарители (теплообменники) следует оборудовать автоматикой, обеспечивающей отключение

испарителя в случаях, указанных в п.9.25, а также при максимальном уровне газа в заполняемом резервуаре в случае заполнения резервуаров с помощью испарителей (теплообменников).

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

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

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

8.71. Контроль степени наполнения баллонов следует предусматривать независимо от способа их наполнения путем взвешивания или другим методом, обеспечивающим наименьшую точность определения степени наполнения всех баллонов (100%).

Для обеспечения контроля герметичности баллонов в холодное время года допускается предусматривать установки для подогрева газа.

8.72. Для слива газа из переполненных баллонов и неиспарившегося газа следует предусматривать резервуары, размещаемые:

в пределах базы хранения - при общей вместимости резервуаров свыше 10m^3 ;

на расстоянии не менее 3m от здания наполнительного цеха (на непроезжей территории) - при общей вместимости резервуаров до 10m^3 .

8.73. Для наполнения СУГ автоцистерн и заправки газобаллонных автомобилей следует предусматривать наполнительные и заправочные колонки, которые следует размещать на общей площадке. Допускается предусматривать заправочные колонки вне территории ГНС на расстоянии не менее 20m от ограды ГНС.

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

Допускается не предусматривать указанные клапаны при бесшланговом способе налива (слива) газа при условии обоснования надежности принятой конструкции и согласования с эксплуатирующей организацией.

8.75. Для контроля степени заполнения автоцистерн следует предусматривать автовесы.

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

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

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

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

8.79. Испарительные установки производительностью до 200kg/h допускается размещать в насосно-компрессорном отделении или непосредственно на крышках горловин (на штуцерах) подземных и надземных резервуаров, а также в пределах базы хранения на расстоянии не менее 1m от резервуаров.

8.80. Расстояние между испарителями следует принимать не менее

диаметра испарителя, но во всех случаях - не менее 1m.

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

ГАЗОПРОВОДЫ, АРМАТУРА И КИП

8.82. Газопроводы ГНС следует проектировать с учетом обеспечения раздельного приема, хранения и выдачи газа различных марок, предусмотренных ГОСТ 20448-90.

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

8.83. Газопроводы жидкой и паровой фазы с рабочим давлением до 1.6МПа (16kgf/cm²) следует предусматривать из стальных труб в соответствии с требованиями, предусмотренными в разд.11.

Для присоединения сливных, наливных и заправочных устройств ГНС следует предусматривать, как правило, резиновые и резиноканевые рукава, материал которых должен обеспечивать стойкость рукавов к транспортируемому газу при заданных давлениях и температуре.

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

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

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

При проходе газопроводов через наружные стены следует учитывать требования п. 4.33.

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

8.86. Гидравлический расчет трубопроводов сжиженных газов следует производить в соответствии с разделом 3.

8.87. На участках надземных газопроводов жидкой фазы, ограниченных запорными устройствами, для защиты трубопровода от повышения давления при нагреве солнечными лучами, параллельно запорному устройству следует предусматривать установку обратного клапана, обеспечивающего пропуск газа в резервуары базы хранения или предохранительного клапана, сброс газа от которого должен предусматриваться через свечу на высоту не менее 3m от уровня земли.

8.88. В помещениях насосно-компрессорном, наполнения и слива, дегазации баллонов, окрасочном, а также в других помещениях категории А следует предусматривать уста-

новку сигнализаторов опасной концентрации газа в воздухе помещения.

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

8.90. 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 600⁰С, а для подземных резервуаров следует принимать в размере 30% расчетной пропускной способности, определенной для надземных резервуаров.

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

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

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

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

ИНЖЕНЕРНЫЕ КОММУНИКАЦИИ

8.93. При проектировании водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции ГНС следует выполнять требования ҚМҚ 2.04.01-98, ҚМҚ 2.04.02-97, ҚМҚ 2.04.03-97, ҚМҚ 2.04.05-97*, ҚМҚ 2.04.07-99, ШНК 2.01.02-04 и настоящего раздела.

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

При общей вместимости резервуаров на базе хранения 200m³ и менее следует предусматривать для тушения пожара систему водопровода низкого давления или пожаротушение из водоемов.

8.95. Расход воды на наружное пожаротушение ГНС следует принимать по табл.21.

Таблица 21

Общая вместимость резервуаров сжиженных газов на базе хранения, m^3	Расход воды, L/s с резервуарами	
	надземными	подземными
До 200 включительно	15	15
До 1000 включительно	20	15
До 2000 включительно	40	20
Св.2000, но не более 8000	80	40

8.96. Противопожарную насосную станцию на ГНС с надземными резервуарами по надежности действия следует относить к I категории.

При электроснабжении ГНС от одного источника питания необходимо предусматривать установку резервных противопожарных насосов с двигателями внутреннего сгорания.

8.97. На ГНС с надземными резервуарами хранения СУГ при общей вместимости резервуаров более $200m^3$ следует предусматривать стационарную автоматическую систему водяного охлаждения резервуаров, которая должна обеспечивать интенсивность орошения в течении 75 минут всех боковых и торцевых поверхностей резервуаров $0,1L (cm^2)$ и $0,5L(cm^2)$ для торцевых стенок, имеющих арматуру.

Расход воды следует принимать из расчета одновременного орошения трех резервуаров при однорядном расположении резервуаров в группе и шести резервуаров при двухрядном расположении в одной группе и учитывать дополнительно к расходу воды, указанному в табл.21.

Отключающее устройство водопровода, подающего воду в систему

орошения резервуаров, располагается в доступных местах на расстоянии не менее 25m от резервуаров.

При определении общего расхода воды на наружное пожаротушение и орошение резервуаров следует учитывать расход воды из гидрантов в количестве 25% расхода, указанного в табл.21.

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

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

8.100. На ГНС необходимо предусматривать производственную и бытовую канализацию.

8.101. При проектировании канализации ГНС следует при возможности предусматривать совместное отведение бытовых и производственных сточных вод и повторное использование незагрязненных производственных стоков, а также загрязненных производственных стоков после их локальной очистки.

8.102. Отвод сточных вод после пропарки (промывки) резервуаров, автоцистерн и баллонов следует предусматривать в производственную

канализацию через отстойник, конструкция которого должна давать возможность улавливания плавающих загрязнений, аналогичных по составу нефтепродуктам.

8.103. Отвод поверхностных вод, а также воды после гидравлического испытания резервуаров с обвалованной территории базы хранения следует предусматривать за счет планировки территории базы хранения с выпуском воды через дождеприемник с гидрозатвором.

8.104. На выпусках производственной канализации из помещений по взрывопожарной опасности категории А следует предусматривать колодцы с гидрозатворами. Канализационные колодцы располагаемые в зоне радиусом до 50m 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 0.15m или уплотнено другим материалом, исключающим проникновение газа в колодцы в случае его утечки.

8.105. Трубопроводы тепловых сетей на территории ГНС следует предусматривать, как правило, надземными. Подземная прокладка допускается на отдельных участках при невозможности осуществить надземную прокладку.

8.106. Прокладку трубопроводов систем отопления внутри производственных помещений категории А следует предусматривать открытой. Допускается прокладка трубопроводов в штрабе.

8.107. Для закрытых помещений категории А необходимо предусматривать системы искусственной приточно-вытяжной вентиляции. Для обеспечения расчетного воздухообмена в верхних зонах помещений допускается устройство естественной вентиляции с установкой дефлекторов. В нерабочее время допускается предусматривать в этих помещениях естественную или смешанную вентиляцию.

8.108. 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 в трех обменов в час в нерабочее время.

8.109. Вытяжку из производственных помещений категории А, в которых обращаются сжиженные газы, следует предусматривать из нижней и верхней зон помещения, при этом из нижней зоны необходимо забирать не менее 2/3 нормируемого объема удаляемого воздуха с учетом количества воздуха удаляемого местными отсосами. Проемы систем общеобменной вытяжной вентиляции следует предусматривать на уровне 0.3 m от пола.

8.110. Аварийную вентиляцию следует предусматривать в соответствии с требованиями ҚМК 2.04.05-97*.

Включение систем аварийной вентиляции следует предусматривать автоматическое от приборов, сигнализирующих об опасной концентрации газа в воздухе помещения при образовании концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны, пре-

вышающих ПДК, а также превышающих 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени по газовоздушным смесям. Удаление воздуха при этом следует предусматривать из нижней зоны помещения. Одновременно с включением аварийной вытяжной вентиляции должно обеспечиваться отключение электроприводов технологических насосов и компрессоров.

8.111. Электроприводы насосов, компрессоров и другого оборудования, устанавливаемого в производственных помещениях категории А, следует блокировать с вентиляторами вытяжных систем таким образом, чтобы они не могли работать при отключении вентиляции.

8.112. В неотапливаемых производственных помещениях ГНС, в которых обслуживающий персонал находится менее двух часов, допускается предусматривать естественную вентиляцию через жалюзийные решетки, размещаемые в нижней части наружных стен.

8.113. От оборудования, в конструкции которого имеются местные отсосы, удаление воздуха следует предусматривать отдельными вентиляционными системами.

8.114. В помещениях, где располагается вытяжное вентиляционное оборудование (вентиляционные камеры), предусматривается вентиляция, обеспечивающая не менее однократного воздухообмена в 1 час.

ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ПУНКТЫ

8.115. ГНП предназначены для приема СУГ, поступающих преимущественно автомобильным транспортом, хранения и отпуска СУГ потребителям в баллонах.

8.116. Здания, сооружения и устройства ГНП следует проектировать в соответствии с требованиями, предъявляемыми к аналогичным объектам и устройствам ГНС, с учетом дополнительных указаний настоящего подраздела.

8.117. Вместимость базы хранения на ГНП следует определять в соответствии п.п.8.50 и 8.51. При этом запас газа следует принимать из условия обеспечения не менее 2 суточной производительности ГНП.

8.118. ГНП следует располагать, как правило, в пределах территории населенных пунктов, по возможности с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилой застройке.

8.119. Выбор площадки для строительства ГНП следует производить с учетом обеспечения снаружи ограждения ГНП, свободной от застройки зоны, шириной не менее 10м.

Указанное требование не распространяется на расширяемые и реконструируемые ГНП.

8.120. Территория ГНП подразделяется на производственную и вспомогательную зоны, на которых в зависимости от технологического процесса приема, транспортирования, хранения и отпуска СУГ потребителям необходимо предусматривать

следующие основные здания и сооружения:

в производственной зоне:

колонки для слива газа;

базу хранения с резервуарами для хранения СУГ;

наполнительный цех с погрузочно-разгрузочной площадкой для размещения наполненных и пустых баллонов;

насосно-компрессорную и воздушную компрессорную;

резервуары для слива из баллонов неиспарившегося газа;

внутриплощадочные трубопроводы для перемещения паровой и жидкой фазы СУГ в соответствии с технологической схемой ГНП;

во вспомогательной зоне:

производственно-вспомогательное здание с размещением в нем механической мастерской, сантехнической насосной, административно - хозяйственных и других помещений;

трансформаторную подстанцию;

котельную (если невозможно подключение к существующим источникам теплоснабжения);

площадку для открытой стоянки автомобилей;

резервуары для противопожарного запаса воды;

складские и другие помещения.

Перечень зданий и сооружений, размещаемых во вспомогательной зоне, следует уточнять в соответствии с техническим заданием на проектирование.

Допускается предусматривать размещение службы эксплуатации газового хозяйства с примыканием к территории ГНП.

8.121. Минимальные расстояния от резервуаров для хранения СУГ, размещаемых на ГНП, до зданий и сооружений, не относящихся к ГНП, следует принимать по табл.22, до дорог - по табл.23.

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

Таблица 22

общая вместимость резервуаров, m^3	максимальная вместимость одного резервуара, m^3	Расстояние от резервуаров до зданий (жилых, общественных, производственных и др.). не относящихся к ГНП, м	
		надземных	подземных
От 50 до 100	25	80	40
то же	50	100	50
св 100 до 200	50	150	75

Таблица 23

Дороги, находящиеся вне территории ГНП	Расстояния от резервуаров сжиженных газов при общей вместимости резервуаров на ГНП, m^3			
	до 100 m^3		св 100 m^3	
	надземных	подземных	надземных	подземных
Железные дороги общей сети (до подосы 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
---	----	----	----	----

8.122. Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории ГНП следует принимать по табл.18 как для ГНС.

При размещении на ГНП резервуаров для хранения сжиженного газа общей вместимостью менее 50 м³ указанное расстояние следует принимать по табл.24 как для ПСБ.

Расстояние до зданий подстанций следует принимать в соответствии с примечаниями к табл.18.

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

ПРОМЕЖУТОЧНЫЕ СКЛАДЫ БАЛЛОНОВ

8.123. ПСБ предназначены для приема, хранения и отпуска потребителям баллонов, наполненных сжиженными газами на ГНС и ГНП.

8.124. 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 табл.31 и 32.

Таблица 24

№	Здания и сооружения	Расстояния от здания склада и погрузочно-разгрузочных площадок в зависимости от числа наполненных 50-литровых баллонов, м			
		до 400	св 400 до 1200	св 1200	независимо от вместимости склада
1.	Здания и сооружения на территории ПСБ	20	25	30	-
2.	Жилые здания	-	-	-	50
3.	Общественные здания непроизводственного характера	-	-	-	100
4.	Здания промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а также предприятий бытового обслуживания производственного характера, автомобильные дороги (до края дороги) и железные дороги, включая подъездные (до оси пути)	-	-	-	20

8.125. Здания для складирования баллонов должны соответствовать требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

8.126. 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.

8.127. Расстояния от склада и погрузочно-разгрузочных площадок ПСБ до зданий и сооружений различного назначения следует принимать не менее значений, указанных в табл.24, при этом приведенное в поз.2 расстояние от ПСБ до одноэтажных зданий садоводческих и дачных поселков допускается уменьшать не более чем в 2 раза при условии размещения на ПСБ не более 150 баллонов.

Размещение складов с баллонами для сжиженных газов на территории промышленных предприятий следует предусматривать в соответствии с указаниями СНиП II-89-80.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА И СВЯЗЬ

8.128. При проектировании электроснабжения и электрооборудования зданий и сооружений ГНС, ГНП и ПСБ следует руководствоваться требованиями ПУЭ и настоящего подраздела.

8.129. Класс взрывоопасной зоны в помещениях и наружных установок, в соответствии с которым должен про-

изводиться набор электрооборудования для ГНС, ГНП и ПСБ следует принимать согласно требованиям п.8.43.

8.130. Электроприемники ГНС, ГНП и ПСБ 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 ҚМҚ 2.04.01-98 или предусматривать установку резервного насоса с дизельным приводом.

8.131. В помещениях насосно-компрессорного, наполнительного и испарительного отделений кроме рабочего освещения следует предусматривать дополнительное аварийное освещение.

8.132. Схема электроснабжения должна предусматривать в случае возникновения пожара автоматическое отключение технологического оборудования в помещениях с взрывоопасными зонами при опасной концентрации газа в воздухе помещения и централизованное отключение вентиляционного оборудования в соответствии с указаниями ҚМҚ 2.04.05-97*.

8.133. На территории ГНС следует предусматривать наружное и охранное освещение, а на территории ГНП, ПСБ - наружное освещение.

Управление наружным и охранным освещением следует предусматривать

из мест с постоянным пребыванием персонала (например, из помещения проходной).

8.134. Прокладка воздушных линий электропередачи над территорией базы хранения ГНС и ГНП не допускается.

Прокладка подземных кабельных линий на территории базы хранения ГНС и ГНП допускается к КИП, приборам автоматики и арматуре с электроприводом, предназначенным для эксплуатации ГНС и ГНП.

КИП и электрооборудование, размещаемые на территории базы хранения, должны быть во взрывозащищенном исполнении.

8.135. Для зданий, сооружений наружных технологических установок и коммуникаций в зависимости от класса взрывоопасных зон следует предусматривать молниезащиту в соответствии с требованиями РД34.21.122-90.

8.136. Для ГНС и ГНП следует предусматривать внешнюю телефонную связь и диспетчерское оповещение через громкоговоритель на территории.

Для зданий ГНС допускается предусматривать внутреннюю связь.

Для ПСБ следует предусматривать возможность выхода во внешнюю телефонную сеть.

8.137. Во взрывоопасных зонах любого класса могут применяться электрические машины при условии, что уровень их взрывозащиты или степень защиты оболочки соответствует ГОСТ 17494-87.

8.138. Во взрывоопасных зонах всех классов занулению (заземлению) подлежит электрооборудование пе-

ременного и постоянного тока, за исключением электрооборудования, установленного внутри зануленных (заземленных) корпусов шкафов и пультов.

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.

9.2. При проектировании систем газоснабжения СУГ для районов с особыми природными или климатическими условиями следует дополнительно учитывать требования, предусмотренные разделами 10 и 11.

9.3. Прокладку газопроводов внутри помещений, размещение газовых приборов и проектирование газоснабжения производственных установок следует осуществлять в соответствии с требованиями, изложенными в разд. 6.

РЕЗЕРВУАРНЫЕ УСТАНОВКИ

9.4. В составе резервуарной установки следует предусматривать: резервуары, трубопроводы жидкой и паровой фаз, запорную арматуру, регуляторы давления газа, предохранительные клапаны (запорные и сбросные), 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 СУГ, изготовленные в заводских условиях в соответствии с действующими стандартами.

При наличии в регуляторе давления встроенного ПСК установка дополнительного сбросного клапана после регулятора не требуется.

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. Разрешается предусматривать установку одного резервуара, если по условиям технологии и специфики режимов потребления газа допускаются перерывы в потреблении газа.

При количестве резервуаров более двух установка должна быть разделена на группы, при этом резервуары каждой группы следует соединять между собой трубопроводами по жидкой и паровой фазам.

Для совместной работы отдельных групп следует соединить их между собой трубопроводами паровой фазы, на которых необходимо предусматривать отключающие устройства.

Устройство для контроля уровня жидкости допускается предусматривать общее на группу резервуаров.

Для надземной установки разрешается предусматривать как стационарные, так и транспортабельные (съемные) резервуары, наполняемые СУГ на ГНС или ГНП.

9.6. КИП, регулирующая, предохранительная и запорная арматура резервуарных установок должны соответствовать требованиям разд.11.

9.7. Арматуру и приборы резервуарных установок следует защищать кожухами от атмосферных осадков и повреждений.

9.8. Резервуарные установки должны иметь ограждение высотой не менее 1.6 м из негорючих материалов. Расстояние от резервуаров до ограждения следует предусматривать не менее 1м.

9.9. Производительность резервуаров при естественном испарении следует определять:

при подземном расположении - по номограмме;

при надземном расположении - расчетом исходя из условий теплообмена с окружающей средой.

Производительность резервуаров вместимостью 2,5 и 5м³ при подземном расположении и естественном испарении следует определять по рисунку 1.

Для учета теплового воздействия рядом расположенных подземных резервуаров полученную по номограмме производительность следует умножить на коэффициент теплового воздействия m в зависимости от числа резервуаров в установке:

Число резервуаров в установке	Значение коэффициента теплового воздействия, т
2	0.93
3	0.84
4	0.74
6	0.67
8	0.64

При числе резервуаров больше восьми значение коэффициента т определяется экстраполяцией.

9.10. Производительность резервуаров вместимостью 600, 1000, 1600L при надземном расположении определяется теплотехническим расчетом исходя из условий теплообмена с воздухом или по таблице 25.

9.11. Расчетный часовой расход сжиженных газов Q_d^h kg/h, при газоснабжении жилых зданий следует определять по формуле:

$$Q_d^h = \frac{n K_d^n \cdot Q_y}{Q_l^e \cdot 365} K_h^n \quad (22)$$

Где:

- n** - число жителей, пользующихся газом, чел. При отсутствии данных принимается по числу газифицируемых квартир и коэффициенту семейности для газифицируемого района;
- K_d^n** - Коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течении года (при наличии в квартирах газовых плит $K_d^n = 1.4$; при наличии плит и проточных водонагревателей $K_d^n = 2.0$);
- Q_y** - годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах kJ/год

(kcal/год);

K_h^n - показатель часового максимума суточного расхода - 0.12;

Q_l^e - теплота сгорания газа, kJ/kg (kcal/kg).

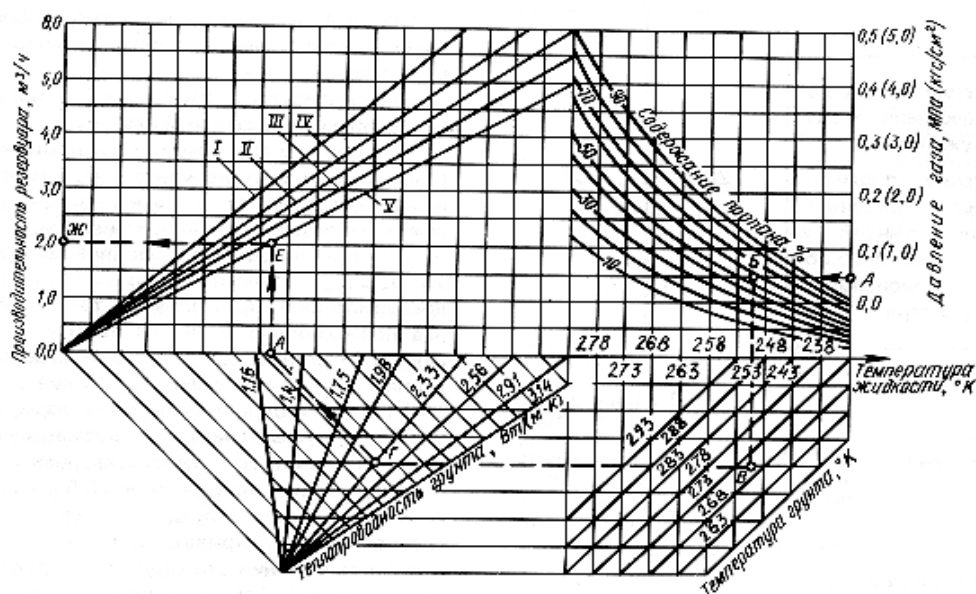
Расчетный часовой расход сжиженных газов для общественных, административных и производственных зданий определяется по тепловой мощности газоиспользующего оборудования.

9.12. Максимальную общую вместимость резервуаров в установке в зависимости от категории потребителей следует принимать по табл.26. максимальную вместимость одного резервуара - по табл.27.

9.13. Расстояния от резервуарных установок, считая от крайнего резервуара, до зданий и сооружений различного назначения, следует принимать не менее указанных в табл.28; до подземных сооружений - не менее указанных в табл.32 как для групповых баллонных установок; до линий электропередачи - по ПУЭ.

Расстояние от резервуарных установок, предназначенных для газоснабжения жилых и общественных зданий, до трансформаторных подстанций и распределительных устройств следует принимать по поз.1 и 2 табл.28, но не менее 15 m от подземных и 20 m от надземных резервуаров.

Рисунок 1.



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 %

Пример.

Дано: давление газа — 0,04 МПа (0,4 кгс/см²); содержание пропана C_3H_8 — 60 %; температура грунта — 270 К; теплопроводность грунта — 2,33 Вт/(м·К); заполнение 35 %.

Находим: производительность резервуара — 2 м³/ч по линии А—С—В—Г—Д—Е—Ж.

Примечание. Для резервуаров большой вместимости их производительность следует определять опытным путем.

Таблица 25

Содержа- ние пропана в сжижен- ных газах, %	600 L						1000 L		
	Температура наружного воздуха, °C								
	-30	-20	-10	0	10	20	-30	-20	-10
0	-	-	-	-	0,7	2,3	-	-	-
10	-	-	-	-	1,4	3,0	-	-	-
20	-	-	-	0,3	2,0	3,7	-	-	-
30	-	-	-	1,1	2,7	4,3	-	-	-
40	-	-	0,2	1,8	3,4	5,0	-	-	0,3
50	-	-	0,9	2,6	4,0	5,6	-	-	1,4
60	-	-	1,7	3,2	4,8	6,3	-	-	2,8
70	-	0,7	2,4	4,0	5,4	7,0	-	2,5	5,3
80	-	1,5	3,3	4,7	6,1	7,6	-	2,5	5,3
90	0,5	2,2	4,0	5,4	6,8	8,2	0,8	3,6	6,4
100	1,2	2,9	4,7	6,1	7,5	9,0	1,9	4,7	7,5

Содержа- ние пропана в сжижен- ных газах, %	1000 L			1600 L					
	Температура наружного воздуха, °C								
	0	10	20	-30	-20	-10	0	10	20
0	-	1,1	3,5	-	-	-	-	1,5	4,7
10	-	2,3	4,7	-	-	-	-	3,0	6,4
20	0,5	3,4	5,9	-	-	-	1,0	4,6	8,0
30	1,7	4,6	7,0	-	-	-	2,8	6,3	9,3
40	2,8	5,6	8,2	-	-	0,4	4,3	7,8	11,4
50	4,0	6,8	9,3	-	-	1,9	5,9	9,4	13,2
60	5,0	8,0	10,6	-	-	3,8	7,5	11,1	14,8
70	7,3	10,2	13,0	-	3,5	7,3	10,8	14,3	16,5
80	7,3	10,2	13,2	-	3,5	7,3	10,8	14,3	18,2
90	8,6	11,5	14,2	1,1	5,0	8,9	12,4	15,8	19,8
100	9,6	12,5	15,1	2,7	6,6	10,4	14,0	17,5	21,8
Примечание. При температурах, отлгчающихся от приведенных в таблице 26, производи- тельность следует определять экстраполяцией.									

Таблица 26

Назначение резервуарной установки	Общая вместимость резервуаров, м ³	
	надземных	подземных
Газоснабжение жилых домов и общественных зданий и сооружений	5	300
Газоснабжение промышленных, сельскохозяйственных предприятий и предприятий бытового обслуживания производственного характера	20	300

Таблица 27

Общая вместимость резервуарной установки, м ³	Максимальная вместимость* одного резервуара, м ³	
	надземного	подземного
При стационарных резервуарах:		
до 20	5	5
св 20 до 50	-	10
" 50 " 100	-	25
"100 " 300	-	50
При съёмных резервуарах		
до 5	1,6	-

* -количество резервуаров принимается исходя из условий их размещения и необходимого объема в каждом конкретном случае.

9.14. Для резервуарных установок следует применять стальные сварные резервуары цилиндрической формы, располагаемые горизонтально. Установку подземных резервуаров следует выполнять в соответствии с требованиями разд. 8.

9.15. Защиту подземных резервуаров от коррозии следует предусматривать в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005 и указаниями разд.4. Надземные резервуары необходимо окрашивать в светлый цвет.

Резервуары, предназначенные для подземной установки, надземно устанавливать не разрешается.

9.16. Подземные резервуары следует устанавливать на глубине не менее 0.6 m от поверхности земли до верхней образующей резервуара в районах с сезонным промерзанием грунта и 0.2m в районах без промерзания грунта.

При установке резервуаров в водонасыщенных грунтах следует предусматривать мероприятия по предотвращению всплытия резервуаров при уровне грунтовых вод:

для резервуаров вместимостью не более 5 m^3 - выше диаметральной горизонтальной плоскости резервуара;

для резервуаров вместимостью более 5 m^3 - выше нижней образующей резервуара.

Расстояние в свету между подземными резервуарами должно быть не менее 1m, а между надземными резервуарами - равны диаметру большего смежного резервуара, но не менее 1m.

9.17. Над подземным газопроводом жидкой фазы, объединяющим подземные резервуары, следует предусматривать контрольную трубку, выведенную над поверхностью земли на высоту не менее 1m. При этом должна исключаться возможность попадания в трубку атмосферных осадков

9.18. На газопроводе паровой фазы, объединяющем резервуары, следует предусматривать установку отключающего устройства между группами резервуаров на высоте не менее 0.5m от земли.

9.19. Установку предохранительных клапанов следует предусматривать на каждом резервуаре, а при объединении резервуаров в группы (по жидкой и паровой фазам) - на одном из резервуаров каждой группы.

9.20. Пропускную способность ПСК следует определять расчетом в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", утвержденный ГИ "Саноатгеоконтехназорат" №258 23.11.2011г

Таблица 28

№	Здания и сооружения	Расстояние, m от резервуаров								
		надземных			подземных					
		при общей вместимости резервуаров в резервуарной установке, м ³								
		до 5	св 5 до 10	св 10 до 20	до 10	св 10 до 20	св 20 до 50	св 50 до 100	св 100 до 200	св 200 до 300
1	Общественные здания и сооружения	40	-	-	15	20	30	40	40	75

2	Жилые дома:									
	- с проемами в стенах, обращенных к установке	20	-	-	10	15	20	40	40	75
	- без проемов в стенах, обращенных к установке	15	-	-	8	10	15	40	40	75
3	Здания и сооружения промышленных, сельскохозяйственных предприятий и предприятий бытового обслуживания производственного характера	15	20	25	8	10	15	25	35	45

Примечания: 1. Если в жилом доме размещены учреждения (предприятия) общественного назначения, расстояния следует принимать как до жилого дома.

2. Расстояния между смежными резервуарными установками следует принимать по поз.3.

ИСПАРИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

9.21. Испарительные установки с искусственным испарением следует предусматривать в следующих случаях:

резервуарные установки при естественном испарении и резервуарные установки с грунтовыми испарителями не обеспечивают расчетную потребность в газе;

при необходимости обеспечения подачи газа постоянного состава (постоянной теплоты сгорания, постоянной плотности);

при поставке газа с повышенным содержанием бутанов (свыше 30%) в местностях, где температура грунта на глубине установки резервуаров ниже 0°C.

9.22. Число квартир, которые целесообразно снабжать от одной резервуарной установки, допускается принимать при подаче паровой фазы СУГ по таблице 29.

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 рекомендуется предусматривать с подземными резервуарами. Допускается использовать испарительные установки с надземными резервуарами при условии нанесения соответствующей тепловой изоляции на их наружную поверхность.

9.24. При использовании в испарительных установках в качестве теплоносителя горячей воды или пара из тепловых сетей следует предусматривать мероприятия, исключающие возможность попадания паров СУГ в тепловые сети.

При использовании в испарительных установках электронагрева электрооборудование должно соответствовать требованиям ПУЭ в части взрывозащищенного исполнения. При этом система регулирования должна обеспечивать автоматическое включение электронагревателей по-

сле временных перебоев в подаче электроэнергии.

В электрических проточных испарительных установках с промежуточным теплоносителем (антифризом) должна предусматриваться система защиты от повышения температуры антифриза выше допустимого, предотвращения его вскипания и перегорания электронагревателей.

В районах особых грунтовых условий, а также в районах с сейсмичностью выше 6 баллов соединительную трубопроводную и электрическую обвязку рекомендуется устанавливать на крышках горловин подземных резервуаров с соблюдением соответствующих требований ПУЭ. Соединения подземных резервуаров с подземными распределительными газопроводами и линиями электропередачи в этих районах должны предусматривать компенсацию их взаимных, в том числе противоположно направленных, перемещений.

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 повышения давления паровой и жидкой фаз выше допустимого. Испарительные установки, для которых в качестве теплоносителя преду-

сматривается нагретая жидкость или пар, должны быть оборудованы сигнализацией о недопустимом снижении температуры теплоносителя.

9.26. Испарительные установки допускается размещать на открытых площадках или в помещениях, уровень пола которых расположен выше планировочной отметки земли.

Испарители производительностью до $100\text{m}^3/\text{h}$ ($200\text{kg}/\text{h}$) допускается размещать непосредственно на крышках горловин резервуаров или в пределах резервуарной установки на расстоянии не менее 1m от подземных резервуаров, а также непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если агрегаты размещены в отдельных помещениях или на открытых площадках.

Испарители производительностью более $100\text{m}^3/\text{h}$ ($200\text{kg}/\text{h}$) следует размещать вне пределов резервуарной установки на расстоянии не менее:

от зданий и сооружений по табл.31,32

от ограды резервуарной установки - 10m

9.27. Для испарителей, размещаемых вне помещений, следует предусматривать тепловую изоляцию корпуса. При групповом размещении испарителей расстояния между ними следует принимать не менее 1 m.

Таблица 29

Преобладающая этажность застройки	Оптимальная плотность газопотребления kg/(чел-га)	Число квартир в зависимости от типа испарителей газа			
		электрических		Водяных и паровых	
		оптимальное	допустимое	оптимальное	допустимое
При установке газовых плит					
2	1,65	735	513-1100	975	688-1563
3	2,15	1071	725-1700	1553	1068-2500
4	2,30	1189	775-2013	1765	1188-2813

5	2,60	1444	913-2475	2243	1563-3850
9	3,45	2138	1325-3825	3639	2238-5750
При установке газовых плит и проточных водонагревателей					
2	2,95	803	488-1338	956	588-1575
3	3,80	1355	788-2525	1580	975-2675
4	4,20	1570	900-2938	1818	1163-3200
5	4,60	2051	1075-4200	2349	1400-4225

ГРУППОВЫЕ БАЛЛОННЫЕ УСТАНОВКИ

9.28. Групповой баллонной установкой следует считать установку газоснабжения, в состав которой входит более двух баллонов. В каждом конкретном случае применение групповой баллонной установки должно быть обосновано.

9.29. В составе групповой баллонной установки следует предусматривать баллоны для СУГ, коллектор высокого давления, регулятор давления газа или регулятор - переключатель автоматический, общее отключающее устройство, манометр (пока-

зывающий), ПСК (сбросной) и трубопроводы.

При наличии в регуляторе давления встроенного ПСК установка дополнительного клапана не требуется.

9.30. Число баллонов в одной групповой установке следует определять расчетом исходя из часового расхода газа и производительности одного баллона в зависимости от температуры окружающего воздуха, марки газа и продолжительности отбора газа.

9.31. Максимальную суммарную вместимость баллонов в групповой баллонной установке следует принимать по табл.30.

Таблица 30.

Назначение групповой баллонной установки	Вместимость всех баллонов в групповой баллонной установке, L, при размещении	
	у стен здания	На расстоянии от зданий
Газоснабжение жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера	60000	100000
Газоснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий и предприятий бытового обслуживания производственного характера	100000	150000

9.32. Групповые баллонные установки следует размещать в шкафах из негорючих материалов или под защитными кожухами.

Размещение групповых баллонных установок следует предусматривать непосредственно у зданий или на

расстоянии от зданий, не менее указанного в табл.31, и от сооружений на расстоянии, не менее указанного в табл.32.

9.33. Стены зданий, непосредственно у которых размещаются групповые баллонные установки,

должны быть не ниже III степени огнестойкости и не иметь утеплителя из горючего материала, от оконных и дверных проемов на расстоянии, не менее указанного в табл.31.

Возле общественного или производственного здания не допускается предусматривать размещение более одной групповой баллонной установки.

Возле жилого дома допускается предусматривать не более трех групповых баллонных установок на расстоянии не менее 15m одна от другой.

9.34. Шкафы и баллоны следует устанавливать на фундаменты, вокруг которых должна выполняться отмостка шириной не менее 1m перед шкафом и 0.5m с остальных сторон.

Групповые баллонные установки следует располагать в местах, имеющих удобный подъезд для автотранспорта.

Таблица 31

Здания	Расстояние от групповой баллонной установки, m
Жилые дома, производственные здания промышленных предприятий, здания предприятий бытового обслуживания производственного характера и другие здания степени огнестойкости:	
I и II	8
III	10
IV и V	12
Общественные здания независимо от степени огнестойкости	25
Временные отдельно стоящие хозяйственные строения (например, деревянные сараи, навесы и т.п.)	8

Таблица 32

Сооружения	Расстояние по горизонтали от шкафа групповой баллонной установки, m
Канализация, тепло-трасса	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

Групповые баллонные установки, размещаемые под защитными кожухами, должны иметь ограждение из негорючих материалов.

Над групповыми баллонными установками допускается предусматривать теневой навес из негорючих материалов.

9.35. При необходимости обеспечения стабильного испарения СУГ и невозможности использования резервуарных установок допускается предусматривать размещение групповой баллонной установки в специальном строении или в пристройке к глухой наружной стене газифицируемого производственного здания. Указанные строения или пристройки должны отвечать требованиям разд.5 как для отдельно стоящих или пристроенных ГРП.

Вентиляцию следует проектировать из расчета пятикратного воздухообмена в час с удалением 2/3 воздуха из нижней зоны помещения.

9.36. Требования п.9.35. распространяются на проектирование помещений магазинов для продажи ма-

лолитражных баллонов населению. Максимальную вместимость баллонов, находящихся в магазине, и минимальное расстояние от магазина до зданий и сооружений следует принимать по табл.30 и 31 как для промышленных предприятий.

ТРУБОПРОВОДЫ ГРУППОВЫХ БАЛЛОННЫХ И РЕЗЕРВУАРНЫХ УСТАНОВОК

9.37. Трубопроводы обвязки резервуаров, баллонов и регуляторов давления следует рассчитывать на давление, принятое для резервуаров или баллонов.

9.38. Наружные газопроводы от групповых баллонных и резервуарных установок следует предусматривать из стальных труб, отвечающих требованиям разд.11.

Допускается предусматривать присоединение газового оборудования временных установок и установок сезонного характера, размещенных вне помещения, при помощи резино-тканевых рукавов с выполнением требований разд.6.

9.39. Прокладку подземных газопроводов низкого давления от групповых баллонных и резервуарных установок с искусственным испарением газа следует предусматривать на глубине, где минимальная температура выше температуры конденсации газа.

Газопроводы от емкостных испарителей следует прокладывать ниже глубины промерзания грунта.

При невозможности выполнения указанных требований следует предусматривать обогрев газопроводов или конденсатосборников.

9.40. Прокладку надземных газопроводов от групповых баллонных установок, размещаемых в отапливаемых помещениях, и от подземных резервуарных установок следует предусматривать с тепловой изоляцией и обогревом газопроводов.

Тепловую изоляцию следует предусматривать из негорючих материалов.

9.41. Уклон газопроводов следует предусматривать не менее 5% в сторону конденсатосборников для подземных газопроводов и в сторону газоснабжающей установки для надземных газопроводов. Вместимость конденсатосборников следует принимать не менее 4L на 1m³ расчетного часового расхода газа.

9.42. Отключающие устройства на газопроводах низкого давления от групповых баллонных и резервуарных установок следует предусматривать в соответствии с указаниями разд.4.

В случае газоснабжения более 400 квартир от одной резервуарной установки следует предусматривать дополнительное отключающее устройство на подземном газопроводе от резервуарной установки в колодце глубиной не более 1m или над землей под защитным кожухом (в ограде).

ИНДИВИДУАЛЬНЫЕ БАЛЛОННЫЕ УСТАНОВКИ

9.43. Индивидуальной баллонной установкой следует считать установку газоснабжения СУГ, в состав которой входит не более двух баллонов.

9.44. Индивидуальные баллонные установки допускается предусматри-

вать как снаружи, так и внутри жилых зданий.

При газоснабжении СУГ следует предусматривать размещение внутри зданий одного баллона. Не допускается размещение баллонов внутри зданий, имеющих более двух этажей. На двух этажных зданиях, принадлежащих гражданам на правах личной собственности, допускается размещение баллонов только на первых этажах.

9.45. Помещения, в которых предусматривается размещение газовых приборов и баллонов с газом, должны отвечать требованиям, предусмотренным разд.6.

9.46. Установка баллонов с газом не допускается:

в жилых комнатах;

в кухнях, расположенными над подвалами и погребами;

в цокольных и подвальных помещениях;

в помещениях расположенных под обеденными и торговыми залами предприятий общественного питания, а также под аудиториями и учебными классами, под зрительными (актовыми) залами общественных и производственных зданий, больничными палатами и другими аналогичными помещениями;

в остановочных площадках, в парковых зонах и на рынках;

в помещениях без естественного освещения;

у аварийных выходов;

со стороны главных фасадов зданий.

9.47. Газоснабжение СУГ агрегатов, установок и различных горелок, размещенных в цокольных и под-

вальных помещениях, не допускается.

9.48. Установку баллонов СУГ в производственных помещениях следует предусматривать в местах, защищенных от повреждения внутрицеховым транспортом, брызг металла и воздействия коррозионно-активных жидкостей и газов, а также от нагрева выше 45⁰С. Допускается размещать баллоны непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если это предусмотрено конструкцией агрегата.

9.49. Индивидуальные баллонные установки, предназначенные для газоснабжения животноводческих и птицеводческих помещений, следует размещать вне зданий. В оранжереях и теплицах допускается размещение баллонов внутри зданий.

10. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМАМ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ В ОСОБЫХ ПРИРОДНЫХ 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 ҚМҚ 2.01.09-97, а также ведомственными нормативными документами по проектированию зданий и сооружений на подрабатываемых территориях, утвержденных в установленном порядке.

10.2. Проект прокладки газопровода на подрабатываемой территории должен иметь в своем составе горно-геологическое обоснование.

Горногеологическое обоснование должно уточняться по истечении двух лет после согласования проекта с соответствующими организациями.

10.3. При составлении проекта газоснабжения объектов, размещаемых на площадях залегания полезных ископаемых, необходимо учитывать программу развития горных работ на ближайшие 10 лет.

10.4. Прокладку газопровода 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 распределительных газопроводов относительно направления простирания пластов следует производить на основании технико-экономических расчетов.

Трассу газопровода следует предусматривать преимущественно вне проезжей части территории с учетом возможного покрытия 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 деформирующегося грунта на газопровод.

Преимущество должно отдаваться решениям, обеспечивающим максимальную безопасность населения.

10.7. Протяженность зоны защиты газопровода определяется длиной мулды сдвижения, увеличенной на 50m.

10.8. Необходимость и объемы строительных мер защиты проектируемых газопроводов следует определять 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 территории, подработка которых начинается в разное время, с обязательным кольцеванием газопроводов

10.10. Переходы газопроводов через реки, овраги и железнодорожные пути в выемках следует предусматривать, как правило, надземными.

10.11. На подземных газопроводах в пределах подрабатываемых территорий следует предусматривать установку контрольных трубок.

Контрольные трубки должны устанавливаться на углах поворотов, в местах разветвления сети, у компенсаторов бесколодезной установки.

В пределах населенных пунктов следует предусматривать установку контрольных трубок также на линей-

ных участках газопроводов с расстоянием между ними не более 50м.

Для предохранения от механических повреждений контрольные трубки в зависимости от местных условий должны быть выведены под ковер или другое защитное устройство.

10.12. Для обеспечения подвижности подземных газопроводов в грунте и снижения воздействия деформирующегося грунта на газопровод следует предусматривать применение малозащемляющих материалов для засыпки траншей после укладки труб или установку компенсаторов.

10.13. В качестве малозащемляющих материалов для засыпки траншей газопровода следует применять песок, песчаный грунт или другой грунт, обладающий малым сцеплением частиц.

10.14. Компенсаторы необходимо устанавливать в колодцах или нишах, доступных для наблюдения; допускается установка бесколодезных компенсаторов.

10.15. В местах пересечения подземных газопроводов с другими подземными коммуникациями следует предусматривать уплотнительные устройства (глиняные экраны, футляры на газопроводе и др.) и установку контрольных трубок.

10.16. Конструкция крепления надземных газопроводов должна допускать смещение труб по вертикали.

СЕЙСМИЧЕСКИЕ РАЙОНЫ

10.17. При проектировании систем газоснабжения для строительства в районах с сейсмичностью 7, 8 и

9 баллов кроме требований настоящих норм следует учитывать требования ҚМҚ 2.01.03-96.

10.18. Определение сейсмичности площадок строительства ГРП, ГНС, ГНП, ПСБ и трассы газопровода следует производить на основании сейсмического микрорайонирования или в соответствии с указаниями, приведенными в ҚМҚ 2.01.03-96.

10.19. Внутреннее газооборудование следует проектировать в соответствии с указаниями разд.6.

10.20. При проектировании газоснабжения городов с населением более 1 млн.чел. при сейсмичности местности 7 баллов и более, а также для городов с населением более 100тыс.чел. при сейсмичности местности 8 и 9 баллов следует предусматривать не менее двух ГРС с размещением их с противоположных сторон города. Для предприятий с непрерывными технологическими процессами подачу газа следует предусматривать, как правило, от двух городских газопроводов.

10.21. Для ГРП с входным давлением свыше 0,6МПа (6kgf/cm²) и ГРП предприятий с непрерывными технологическими процессами следует предусматривать наружные обводные газопроводы (байпасы) с установкой отключающих устройств вне зоны возможного обрушения ГРП.

10.22. Газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для газоснабжения населенных пунктов и объектов, указанных в п.10.20, следует проектировать закольцованными с разделением их на секции отключающими устройствами.

10.23. На подземных газопроводах следует предусматривать контрольные трубки:

в местах врезки газопроводов;

на углах поворота газопровода;

в местах пересечения с подземными инженерными сетями, проложенными в каналах;

на вводах в здания.

10.24. Размещение запорной арматуры (отключающих устройств) следует предусматривать в соответствии с указаниями разд.4.

10.25. В местах прохождения газопроводов через стены зданий и стенки колодцев между трубой и футляром следует предусматривать эластичную водонепроницаемую заделку, не препятствующую возможному смещению газопровода.

10.26. На подземных газопроводах, прокладываемых в районах с сейсмичностью 8 и 9 баллов, при отсутствии самокомпенсации следует предусматривать компенсирующие устройства в местах пересечения естественных и искусственных препятствий, присоединения газопроводов к оборудованию, установленному на фундаменте (резервуары СУГ, компрессоры, насосы и т.д.), а также на вводах в здания.

РАЙОНЫ С ПРОСАДОЧНЫМИ И НАБУХАЮЩИМИ ГРУНТАМИ

10.27. При проектировании систем газоснабжения для районов с просадочными или набухающими грунтами, кроме требований настоящих норм, следует дополнительно руководствоваться указаниями ҚМҚ2.02.01-98.

10.28. Глубину прокладки подземных газопроводов, предназначенных для транспортирования влажного газа, следует принимать в соответствии с требованиями разд.4.

10.29. Противокоррозионную изоляцию вертикальных участков подземных газопроводов и футляров (вводы в здания и ГРП, конденсатосборники, гидрозатворы и др.) следует предусматривать из полимерных материалов.

10.30. Проектирование газопроводов для районов с просадочными и набухающими грунтами следует вести с учетом свойств этих грунтов, предусматривая мероприятия по уменьшению деформации основания, например, уплотнение грунтов, химическое закрепление, водозащитные и конструктивные мероприятия с учетом имеющегося опыта использования таких грунтов в районе строительства в качестве оснований под здания и сооружения.

Прокладку газопроводов в грунтах I типа по просадочности следует предусматривать в соответствии с требованиями разд.4.

Устройство вводов газопроводов должно соответствовать указаниям п.4.6.

11. МАТЕРИАЛЫ И ТЕХНИЧЕСКИЕ ИЗДЕЛИЯ

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ

11.1. Материалы и технические изделия, предусматриваемые в проектах газоснабжения должны быть экономичными, надежными и соответствовать требованиям государствен-

ных стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке и прошедших государственную регистрацию в соответствии с О'zDSt 1.1:1992, О'zDSt 1.2:1992, О'zDSt 1.3:1992 и О'zDSt 1.9:1996.

11.2. При выборе материалов, а также арматуры, оборудования, приборов и других технических изделий, предназначенных для строительства систем газоснабжения в районах с сейсмичностью 7 и более баллов, в зонах распространения просадочных грунтов, на подрабатываемых территориях и в районах с холодным климатом следует учитывать дополнительные требования, приведенные в пп.11.60 - 11.63.

11.3. Допускается применять не предусмотренные настоящим разделом отечественные и импортные материалы и технические изделия, в том числе трубы, если они соответствуют требованиям ГОСТ ISO 3183-2012, ГОСТ ISO 2531-2012 и ГОСТ ISO 11299-1,3-2011.

Возможность замены труб и других технических изделий, принятых в проекте, должна определяться организацией - автором проекта.

11.4. Для подземных межпоселковых газопроводов давлением до 0,6 МПа (6 кгф/см²) и подземных газопроводов давлением до 0,3 МПа (3 кгф/см²), прокладываемых на территории сельских населенных пунктов, следует предусматривать, как правило, полиэтиленовые трубы при соблюдении требований разд.4 "Газопроводы из полиэтиленовых труб".

СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ

11.5. Для строительства систем газоснабжения следует применять стальные прямошовные и спиральношовные сварные и бесшовные трубы, изготовленные из хорошо сваривающейся стали, содержащей не более 0,25% углерода, 0,056% серы и 0,046% фосфора.

Толщину стенок труб следует определять расчетом в соответствии с требованиями КМК 2.04.12-97 и принимать ее номинальную величину ближайшей большей по стандартам или техническим условиям на трубы, допускаемые настоящими нормами к применению. При этом для подземных и надземных (в насыпях) газопроводов номинальную толщину стенки труб следует принимать не менее 3 мм, а для наружных надземных и наземных газопроводов - не менее 2 мм.

11.6 Стальные трубы для строительства наружных и внутренних газопроводов следует предусматривать групп В и Г, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали групп В по ГОСТ 380-2005 не ниже второй категории (для газопроводов диаметром более 530 мм при толщине стенки труб более 5 мм, как правило, не ниже третьей категории) марок ст.2, ст.3, а также ст.4 при содержании в ней углерода не более 0,25%; стали марок 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050-88, низколегированной стали марок 09Г2С, 17ГС, 17Г1С, ГОСТ 19281-89 не ниже шестой категории; стали 10Г2 ГОСТ 4543-71.

11.7. Допускается применять стальные трубы, указанные в п.11.6,

но изготовленные из полуспокойной и кипящей стали, в следующих случаях:

для подземных газопроводов, сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 30⁰С.;

для надземных газопроводов сооружаемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 10⁰С включительно. - трубы из полуспокойной и кипящей стали и с расчетной температурой до минус 20⁰С включительно. - трубы из полуспокойной стали;

для внутренних газопроводов с толщиной стенки не более 8mm, если температура стенок труб в процессе эксплуатации не будет понижаться ниже 0⁰С для труб из кипящей стали и ниже минус 10⁰С 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 820mm для труб из полуспокойной стали и 530mm для труб из кипящей стали;

толщина стенки труб должна быть не более 8mm.

В районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 40⁰С включительно для строительства наружных подземных и надземных газопроводов допускается применять трубы, изготовленные из полуспокойной стали диаметром не более 325mm и толщиной стенки до 5mm включительно, а также трубы, изготовленные из полуспокойной и

кипящей стали, диаметром не более 114mm с толщиной стенки до 4,5mm включительно для наружных подземных и надземных газопроводов.

Не допускается применять трубы из полуспокойной и кипящей стали для изготовления методом холодного гнутья отводов, соединительных частей и компенсирующих устройств для газопроводов высокого и среднего давления.

11.8. Для наружных и внутренних газопроводов низкого давления, в том числе для их гнутых отводов и соединительных деталей, допускается применять трубы групп А, Б, В, изготовленные из спокойной, полуспокойной и кипящей стали марок ст.1, ст.2, ст.3, ст.4 категорий 1,2,3 групп А, Б и В по ГОСТ 380-2005 и 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050-88.

Сталь марки 08 допускается применять при технико-экономическом обосновании, марки ст.4 - 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, компенсаторных и др.), следует применять стальные трубы группы В и Г, изготовленные из спокойной стали с содержанием углерода не более 0,24% (например, ст.2, ст.3 не менее третьей категории по ГОСТ380-2005; 08, 10, 15 по ГОСТ1050-88.

11.10. Сварные соединения сварных труб должно быть равнопрочно основному металлу труб или иметь гарантированный заводом - изготовителем согласно стандарту или техническим условиям на трубы коэффи-

циент прочности сварного соединения. Указанное требование следует вносить в заказные спецификации трубы.

11.11. Требования к ударной вязкости металла труб для газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 40⁰С включительно, как правило, не предъявляются.

В зависимости от местных условий прокладки следует, как правило, предусматривать требования к ударной вязкости металла труб для газопроводов высокого давления I категории диаметром более 620mm, а также для газопроводов, испытывающих вибрационные нагрузки, прокладываемых на участках перехода через железные и автомобильные дороги, водные преграды и других ответственных газопроводов и их отдельных участков. Требования к ударной вязкости следует предусматривать для труб с толщиной стенки более 5mm.

При этом величина ударной вязкости основного металла труб должна приниматься не ниже 30J/cm² (3kgc.m/cm²) при минимальной температуре эксплуатации газопровода.

11.12. Эквивалент углерода должен определяться по формулам:

$$[C]_B = C + \frac{M_n}{6} + \frac{C_r + M_o + S(V + T_i + N_b)}{5} = \frac{C_u N_i}{15} + 15B \quad (23)$$

для малоуглеродистой стали или низколегированной стали только с кремнемарганцевой системой легирования, например, марок 17ГС, 17Г1С, 09Г2С и др.

$$[C]_B = C + \frac{M_n}{6} \quad (24)$$

где *C, Mn, Cr, Mo, V, Ti, Nb, Cu, Ni, B* - содержание (процент от массы) в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, титана, ниобия, меди, никеля, бора. Величина $[C]_B$ не должна превышать 0,46.

11.13. Трубы, предусматриваемые для систем газоснабжения, должны быть испытаны гидравлическим давлением на заводе-изготовителе или иметь запись в сертификате о гарантии того, что трубы выдержат гидравлическое давление, величина которого соответствует требованиям стандартов или технических условий на трубы.

11.14. Импульсные газопроводы для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики обвязки газифицируемого оборудования следует предусматривать, как правило, из стальных труб. Допускается применение для этих целей медных труб по ГОСТ617-2006, а также резинотканевых и резиновых рукавов и трубок согласно указаниям разд.6.

ВЫБОР СТАЛЬНЫХ ТРУБ

11.15. Стальные трубы для системы газоснабжения давлением до 1,6МПа (16kgf/cm²) в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха района строительства и местоположения газопровода относительно поверхности земли следует принимать:

по таблице 33 - для наружных надземных газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ни-

же минус 40⁰С, а также подземных и внутренних газопроводов, которые не охлаждаются до температуры ниже минус 40⁰С.

11.16. Для системы газоснабжения следует принимать трубы, изготовленные, как правило, из углеродистой стали обыкновенного качества по ГОСТ 380-2005 и качественной стали по ГОСТ 1050-88.

11.17. Для газопроводов жидкой фазы СУГ следует применять, как правило, бесшовные трубы.

Допускается применять для этих газопроводов электросварные трубы. При этом трубы диаметром до 50mm должны пройти 100%-ный контроль сварного шва неразрушающими методами, а трубы диаметром 50mm и более также и испытание сварного шва на растяжение.

11.18. Трубы по ГОСТ 3262-75 допускается применять для строительства наружных и внутренних газопроводов низкого давления.

Трубы по ГОСТ 3262-75 с условным диаметром до 32mm включительно, допускается применять для строительства импульсных газопроводов давлением до 1,2МПа (12kgf/cm²) включительно. При этом гнутые участки импульсных газопроводов должны иметь радиус изгиба не менее 2D_e, а температура стенки трубы в период эксплуатации и не должна быть ниже 0⁰С.

11.19. Трубы со спиральным швом по ГОСТ 20295-85 с противокоррозионным покрытием допускается применять только для подземных межпоселковых газопроводов природного газа с давлением до 1,2МПа (12kgf/cm²) в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 40⁰С включительно.

При этом не 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.

11.20. Возможность применения труб по государственным стандартам и техническим условиям, приведенным в таблице 33, но изготовленных из полуспокойной и кипящей стали, регламентируется пунктами 11.7, 11.8.

11.21. Трубы по ГОСТ 8731-87 изготавливаемые из слитка, не применять без проведения 100%-ного контроля неразрушающими методами металла труб.

При заказе труб по ГОСТ 8731-87 указывать, что трубы по этому стандарту, изготавливаемые из слитка, не поставлять без 100%-ного контроля неразрушающими методами.

Таблица 33

	Стандарт или технические условия на трубы	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы (включительно), mm
1.	Электросварные прямошовные ГОСТ 10705-80 (группа В) "Технические условия" и ГОСТ 10704-91 "Сортамент"	ст2сп, ст3сп не менее 2-й категории ГОСТ 380-2005; 10,15,20, ГОСТ 1050-88	10-530

2.	Электросварные для магистральных газонефтепроводов (прямошовные и спиралешовные) ГОСТ 20295-85	ст3сп не менее 2-й категории -(К38) ГОСТ 380-2005; 10(К34), 15(К38), 20(К42) ГОСТ 1050-88	по ГОСТ 20295-85
3.	Электросварные прямошовные ГОСТ 10706-76 (группа В) "Технические требования" и ГОСТ10704-91 "Сортамент"	ст2сп, ст3сп не менее 2-й категории ГОСТ 380-2005	630-1220
4.	Электросварные со спиральным швом ГОСТ 8696-74 (группа В)	ст2сп, ст3сп не менее 2-й категории ГОСТ 380-2005	159-1220
5.	Бесшовные горячедеформированные ГОСТ 8731-74 (группа В и Г) "Технические требования"	10,20 ГОСТ 1050-88	45-325
6.	Бесшовные холоднодеформированные, теплодеформированные ГОСТ 8733-74 (группа В и Г) "Технические требования" и ГОСТ 8734-75 "Сортамент"	10,20, ГОСТ 1050-88	10-45
7.	Бесшовные горячедеформированные по ТУ14-3-190-2004 (только для тепловых электростанций)	10, 20 ГОСТ 1050-88	57-426

ПРИМЕЧАНИЯ. 1. Трубы по п.п.1,6 следует применять, как правило, для газопроводов жидкой фазы СУГ.

2. Для тепловых электростанций трубы из стали 20 применять в районах с расчетной температурой до минус 30°C.

СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ЧАСТИ И ДЕТАЛИ

11.22. 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 табл.34.

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 пп 11.5-11.12 для соответствующего газопровода.

11.23. Соединительные части и детали должны быть заводского изготовления. Допускается применение соединительных частей и деталей, изготовленных на базе строительных организаций, при условии контроля всех сварных соединений (для сварных деталей) неразрушающими методами.

11.24. Фланцы, применяемые для присоединения к газопроводам арматуры, оборудования и приборов, должны соответствовать ГОСТ12820-80 и ГОСТ 12821-80.

11.25. Для уплотнения фланцевых соединений следует применять про-

кладки, изготовленные из материалов, указанных в таблице 35.

Допускается предусматривать прокладки из другого уплотнительного материала, обеспечивающего не меньшую герметичность по сравнению с материалами, приведенными в таблице 35 (с учетом среды, давления и температуры).

Таблица 34

Соединительные части и детали	Стандарт
1	2
I. Из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой	
Угольники	ГОСТ 8946-75
	ГОСТ 8947-75
Тройники	ГОСТ 8948-75
	ГОСТ 8949-75
	ГОСТ 8950-75
Кресты	ГОСТ 8951-75
	ГОСТ 8952-75
	ГОСТ 8953-75
Муфты	ГОСТ 8954-75
	ГОСТ 8955-75
	ГОСТ 8956-75
	ГОСТ 8957-75
Гайки соединительные	ГОСТ 8959-75
Пробки	ГОСТ 8963-75
2. Стальные с цилиндрической резьбой	
Муфты	ГОСТ 8966-75
Контргайки	ГОСТ 8968-75
Сгоны	ГОСТ 8969-75
3. Стальные приварные	
Отводы	ГОСТ 17375-2001
Переходы	ГОСТ 17378-2001
Тройники	ГОСТ 17376-2001
Заглушки	ГОСТ 17379-2001

ЗАЩИТНЫЕ ПРОТИВОКОРРОЗИЙНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

11.26. Материалы и конструкции, применяемые для защиты подземных газопроводов и резервуаров от коррозии должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.602-2005.

11.27. Для анодных заземлений катодных установок следует применять железокремневые, графитовые, графитопластовые и другие малорастворимые материалы, а также чугунные трубы без антикоррозийного покрытия.

11.28. Для защиты от атмосферной коррозии надземных газопроводов и надземных резервуаров СУГ следует применять лакокрасочные покрытия (краски, лаки, эмали), выдерживающие изменение температуры наружного воздуха и влияние атмосферных осадков.

11.29. Прокладки и подкладки для изоляции газопроводов от металлических и железобетонных конструкций следует изготавливать из полиэтилена ГОСТ 16338-85Е или других материалов, равноценных ему по диэлектрическим свойствам.

ТРУБЫ И ДЕТАЛИ СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ИЗ ПОЛИЭТИЛЕНА

11.30. Для подземных газопроводов следует принимать трубы из полиэтилена низкого давления с маркой "ГАЗ", изготовленные в соответствии с ISO/TS10839:2000, TSh-64-0600586-001:2005, а также трубы, специально предназначенные для газопроводов из полиэтилена средней плотности, изготовленные по стандартам или техническим условиям, утвержденные в установленном порядке.

11.31. В зависимости от рабочего давления в газопроводе трубы и соединительные детали следует принимать:

для газопроводов низкого и среднего давления трубы типа С (средний);

для газопроводов высокого давления II категории - трубы типа Т (тяжелый).

11.32. Детали соединительные и фитинги (втулки под фланцы, переходы, отводы, тройники и др.) для полиэтиленовых газопроводов должны предусматриваться по ISO10838-

1,2,3:2000, ISO8085-1,2,3:2001 и соответствовать типу труб С или Т.

11.33. Разъемные соединения полиэтиленовых труб со стальными трубами, компенсаторами и запорной арматурой следует предусматривать на втулках под фланец. При отсутствии втулок под фланцы допускается выполнять разъемные соединения полиэтилен-сталь по чертежам, разработанным проектной организацией.

Таблица 35

	Прокладочные листовые материалы для фланцевых соединений (стандарт, марка)	Толщина листа, mm	Назначение
1	Паронит ГОСТ 481-80 (марка ПМБ)	1-4	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 1,6 МПа (16 kgf/cm ²) включительно
2	Резина маслобензостойкая ГОСТ 7338-90	3-5	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 0,6 МПа (6 kgf/cm ²) включительно
3	Алюминий ГОСТ 21631-76 или ГОСТ 13726-97	1-4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, в том числе транспортирующих сернистый газ
4	Медь ГОСТ 859-2001 (марка М1, М2)	1-4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, кроме газопроводов, транспортирующих сернистый газ

Примечание. Прокладки из паронита должны соответствовать требованиям ГОСТ 15180-86.

ЗАПОРНОЕ И РЕГУЛИРУЮЩЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИБОРЫ И ДРУГИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ИЗДЕЛИЯ

11.34. При выборе запорной арматуры следует учитывать условия ее эксплуатации по давлению газа и температуре согласно данным, приведенным в табл.36.

11.35. При выборе запорной арматуры для резервуаров СУГ следует принимать следующие условные давления, МПа (kgf/cm²):

для надземных 1,6 (16)

для подземных 1,0 (10)

В системах газоснабжения СУГ запорная арматура из серого чугуна допускается к применению только на газопроводах паровой фазы низкого давления.

Таблица 36

Материал запорной арматуры	Условия применения	
	Давление газа, МПа (kgf/cm ²) не более	Температура, °С
Серый чугун	0,6 (6)	Не ниже минус 35
Ковкий чугун	1,6 (16)	То же
Углеродистая сталь	То же	Не ниже минус 40
Легированная сталь	"-"	Не ниже минус 40
Бронза, латунь	"-"	То же

11.36. Вентили, краны, задвижки и затворы поворотные, предусматриваемые для систем газоснабжения в качестве запорной арматуры (отключающих устройств), должны быть предназначены для газовой среды. Герметичность затворов должна соответствовать I классу по ГОСТ 9544-2005.

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 9544-2005.

Электрооборудование приводов и других элементов трубопроводной арматуры по требованиям взрывоопасности следует принимать в соответствии с указаниями ПУЭ.

На газопроводах низкого давления в качестве запорных устройств допускается применять гидрозатворы.

Краны и поворотные затворы должны иметь ограничители поворота и указатели положения "открыто - закрыто", а задвижки с невыдвижным шпинделем - указатели степени открытия.

11.37. Основные параметры регуляторов давления газа, применяемых в системах газоснабжения, должны соответствовать данным, приведенным в табл.37.

11.38. Конструкция регуляторов давления газа должна соответствовать ГОСТ 11881-76 и удовлетворять следующим требованиям:

зона пропорциональности не должна превышать $\pm 20\%$ верхнего предела настройки выходного давления для комбинированных регуляторов и регуляторов баллонных установок и $\pm 10\%$ для всех других регуляторов;

зона нечувствительности не должна быть более $2,5\%$ верхнего предела настройки выходного давления;

постоянная времени (время переходного процесса регулирования при резких изменениях расхода газа или входного давления) не должна превышать 60 секунд.

Таблица 37

Параметр	Значение параметра
Проход условный, mm	По ГОСТ 28338-89
Давление, МПа (kgf/cm ²):	0,05(0,5); 0,3(3); 0,6(6);
на входе (рабочее)	1,2(12); 1,6(16);
на выходе	от 0,001(0,01) до 1,2(12)

11.39. 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 9544-2005.

Допустимая нерегулируемая протечка газа при применении в качестве регулирующих устройств поворотных заслонок не должна превышать 1% пропускной способности.

11.40. Основные параметры ПЗК, применяемых в ГРП (ГРУ) для прекращения подачи газа к потребителям при недопустимом повышении и понижении контролируемого давления газа, приведены в табл.38. Точность срабатывания ПЗК должна составлять $\pm 5\%$ заданных величин контролируемого давления для ПЗК, устанавливаемых в ГРП, и $\pm 10\%$ для ПЗК в шкафных ГРП, ГРУ и комбинированных регуляторах.

Таблица 38

Параметр	Значение параметра
Проход условный, mm	По ГОСТ 28338-89
Давление на входе (рабочее), МПа (kgf/cm ²)	0,05(0,5); 0,3(3); 0,6(6); 1,2(12); 1,6(16)
Диапазон срабатывания при повышении давления, МПа (kgf/cm ²)	0,002(0,02)...0,75 (7,5)
Диапазон срабатывания при понижении давления, МПа (kgf/cm ²)	0,0003(0,003)...0,03 (0,3)

11.41. Основные параметры ПСК, устанавливаемых в ГРП (ГРУ) и на резервуарах СУГ, приведены в табл.39.

Таблица 39

Параметр	Значение параметра
Проход условный	По ГОСТ 28338-89
Давление перед клапаном (рабочее), МПа (kgf/cm ²)	0,001(0,01); 0,3(3); 0,6(6); 1,0(10); 2,0(20)
Диапазон срабатывания, МПа (kgf/cm ²)	От 0,001(0,01) до 2,0(20)

11.42. ПСК должны обеспечивать открытие при превышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 15%.

Давление, при котором происходит полное закрытие клапана, устанавливается соответствующим стандартом или техническими условиями на изготовление клапанов, утвержденными в установленном порядке.

Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия.

На газопроводах низкого давления допускается установка ПСК без приспособления для принудительного открытия.

11.43. Основные параметры фильтров, устанавливаемых в ГРП (ГРУ) для защиты регулирующих и предохранительных устройств от засорения механическими примесями, должны соответствовать данным, приведенным в табл.40.

Таблица 40

Параметр	Значение параметра
Проход условный, mm	По ГОСТ 28338-89
Давление на входе (рабочее), МПа (kgf/cm ²)	0,3(3); 0,6(6); 1,2(12)
Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра, Ра (kgf/m ²):	
сетчатого	500(500)
висцинового	500(500)
волосяного	1000(1000)

11.44. Фильтры должны иметь штуцера для присоединения к ним дифманометров или другие устройства для определения потери давле-

ния на фильтре (степени засоренности кассеты).

11.45. Фильтрующие материалы должны обеспечивать требуемую очистку газа, не образовывать с ним химических соединений и не разрушаться от постоянного воздействия газа.

11.46. Для изготовления гнутых и сварных компенсаторов следует использовать трубы, равноценные принятым для соответствующего газопровода (для газопроводов высокого и среднего давления следует учитывать указания п.11.7). Отводы, применяемые для изготовления сварных компенсаторов, следует принимать в соответствии с п.11.15.

11.47. Применение сальниковых компенсаторов на газопроводах не допускается.

11.48. Изделия для закрепления газопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, должны соответствовать требованиям КМК-2.05.06-97.

11.49. Материалы и конструкции сосудов (резервуаров, испарителей, автомобильных и железнодорожных цистерн) для СУГ должны соответствовать требованиям "Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением", утвержденный ГИ "Саноатгеоконтехназорат" №258 23.11.2011г, ГОСТ14249-89, ГОСТ 9931-85, ГОСТ 6533-78, а также отраслевым стандартам, или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

11.50. Резервуары СУГ следует изготавливать из стали с гарантированной

величиной ударной вязкости не менее $30\text{J}/\text{cm}^2$ ($3\text{kgc.m}/\text{cm}^2$):

для районов с расчетной температурой до минус 40°C включительно - при температуре минус 40°C .

11.51. Бытовые газовые плиты должны отвечать требованиям ГОСТ ЕН 30-1-2-2007, ГОСТ ЕН30-1-3-2009, ГОСТ ЕН 30-1-4-2009, ГОСТ ЕН 30-2-2-2006 или техническим условиям на эти приборы, утвержденным в установленном порядке.

11.52. Плиты с отводом продуктов сгорания в дымоход должны иметь автоматику, обеспечивающую прекращение подачи газа к плите при отсутствии разрежения в дымоходе.

11.53. Газовое оборудование для предприятий торговли, общественного питания и других аналогичных потребителей по ГОСТ 27441-87, ГОСТ ЕН 203-1-2002 следует оснащать приборами автоматики безопасности по ГОСТ 31438.1-2011, обеспечивающими отключение основных (рабочих) горелок в случае прекращения подачи газа, погасания пламени и прекращения подачи воздуха (для оборудования, оснащенного горелками с принудительной подачей воздуха).

Для горелки или группы горелок, объединенных в блок, имеющих номинальную тепловую мощность менее $5,6\text{kW}$ (расход газа менее $0,5\text{m}^3/\text{h}$) установка автоматики безопасности не обязательна.

Необходимость оснащения газовых аппаратов автоматикой для отключения подачи газа при наруше-

нии других параметров и обеспечение автоматического регулирования процессов горения решается разработчиком оборудования в зависимости от технологии и режимов работы аппаратов.

11.54. Для нагрева воды в бытовых условиях следует применять газовые проточные и емкостные водонагреватели, соответствующие требованиям ГОСТ 20219-93, ГОСТ 19910-94, ГОСТ11032-97 или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

11.55. Газовые воздушные калориферы и конвекторы по ГОСТ EN 613-2010, применяемые для отопления зданий, а также помещений цехов промышленных предприятий следует комплектовать автоматикой регулирования и безопасности по ГОСТ 31438.1-2011, обеспечивающей:

поддержание в отапливаемом помещении заданной температуры или подогрев воздуха до заданной температуры;

отключение подачи газа к горелкам при недопустимом изменении давления газа, уменьшении разрежения в дымоходе ниже установленной величины, остановке дутьевого вентилятора, подающего воздух через калорифер в помещение, или при погасании пламени.

11.56. Горелки газовые, предназначенные для тепловых установок промышленных, сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера, в том числе установок, переводимых на газ с других видов топлива, должны быть изготовлены организацией по технической документации,

утвержденной в установленном порядке:

промышленные газовые горелки должны соответствовать требованиям ГОСТ 21204-97, ГОСТ EN 203-1-2002.

Горелки инфракрасного излучения (ГИИ) должны соответствовать требованиям ГОСТ25696-83, ГОСТ31284-2004.

11.57 Выбор КИП надлежит производить в соответствии со следующими основными положениями:

параметры, наблюдение за которыми необходимо для правильного ведения установленных режимов эксплуатации, должны контролироваться при помощи показывающих приборов;

параметры, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования, должны контролироваться при помощи регистрирующих и показывающих приборов; допускается не предусматривать регистрирующие приборы при наличии защиты - предохранительных устройств по контролируемым параметрам;

параметры, учет которых необходим для систематического анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов, должны контролироваться при помощи регистрирующих или интегрирующих приборов.

11.58. При выборе КИП для ГРП и ГРУ следует руководствоваться указаниями разд.5.

11.59. Класс точности КИП следует принимать в зависимости от конкретного их назначения и осо-

бенностей условий эксплуатации объекта, но не ниже класса 2.5.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ДЛЯ ОСОБЫХ ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ

11.60. Для строительства подземных газопроводов, проектируемых в районах с просадочными грунтами, в сейсмических районах и на подрабатываемых территориях, не допускается применять трубы из кипящей стали.

11.61. Для подземных газопроводов с условным диаметром больше 80mm, проектируемых для подрабатываемых территорий, следует предусматривать стальную арматуру, для газопроводов с условным диаметром до 80mm включительно допускается применение запорной арматуры из ковкого чугуна.

На подземных газопроводах, прокладываемых в районах с сейсмично-

стью 8 и 9 баллов, следует применять стальную запорную арматуру.

11.62. Для подземных газопроводов, прокладываемых в районах с сейсмичностью 7 баллов и более, толщину стенок труб следует принимать не менее 3mm для труб диаметром до 80mm включительно, а для труб диаметром до 100mm и более - на 2-3mm больше расчетной толщины, определенной в соответствии с п.11.5.

11.63. Для внутренних и надземных газопроводов, прокладываемых в сейсмических районах и на подрабатываемых территориях, требования к трубам и техническим изделиям предъявляются такие же, как для соответствующих газопроводов, сооружаемых в обычных условиях строительства.

ПРИЛОЖЕНИЕ А*справочное***ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ, НА КОТОРЫЕ
ИМЕЮТСЯ ССЫЛКИ в ШНК 2.04.08-13**

ШНК 1.03.01-08	Состав, порядок разработки, согласования и утверждения проектной документации на капитальное строительство предприятий, зданий и сооружений
ҚМҚ 2.01.01-94	Климатические и физико-геологические данные для проектирования
ҚМҚ 2.01.03-96	Строительство в сейсмических районах
ҚМҚ 2.01.09-97	Здания и сооружения на посадочных грунтах и подрабатываемых территориях
ҚМҚ 2.02.01-98	Основания зданий и сооружений
ҚМҚ 2.04.01-98	Внутренний водопровод и канализация зданий
ҚМҚ 2.04.02-97	Водоснабжение. Наружные сети и сооружения
ҚМҚ 2.04.03-97	Канализация. Наружные сети и сооружения
ҚМҚ 2.04.05-97*	Отопление, вентиляция и кондиционирование
ҚМҚ 2.04.07-99	Тепловые сети
ҚМҚ 2.04.12-97	Расчет на прочность стальных трубопроводов
ҚМҚ 2.04.13-99	Котельные установки
ҚМҚ 2.05.01-96	Железные дороги колеи 1520 мм
ҚМҚ 2.05.06-97	Магистральные трубопроводы
ҚМҚ 2.07.03-96	Ограждение территорий предприятий, зданий и сооружений
ҚМҚ 2.09.03-02	Сооружения промышленных предприятий
ҚМҚ 3.05.02-96	Газоснабжение. Организация, производство и приемка работ
ҚМҚ 3.05.07-97	Системы автоматизации
ҚМҚ 3.06.08-96	Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемка работ
ШНК 1.04.05-06*	Положение о порядке осуществлении реконструкции, перепланировки и переоборудования помещений в многоквартирных домах, обеспечивающих безопасность устойчивости зданий
ШНК-2.01.02-04	Пожарная безопасность зданий и сооружений
ШНК-2.05.02-07	Автомобильные дороги
ШНК 2.05.03-12	Мосты и трубы
ШНК-2.07.01-03*	Градостроительство. Планирование развития застройки территорий городских и сельских населенных пунктов
ШНК-2.08.01-05	Жилые здания
ШНК-2.08.02-09	Общественные здания и сооружения
СНиП II-89-80	Генеральные планы промышленных предприятий
СНиП 2.05.07-91	Промышленный транспорт

СНиП 2.09.02-85*	Производственные здания
O'zDSt-734-96	Система проектной документации для строительства. Газоснабжение. Внутренние устройства.
O'zDSt-735-96	Система проектной документации для строительства. Газоснабжение. Наружные газопроводы
O'zDSt 1.1:1992	ГСС.РУз. Порядок разработки, согласование, утверждение и государственной регистрации технических условий
O'zDSt 1.2:1992	ГСС.РУз. Порядок разработки, согласование, утверждение и регистрации отраслевых стандартов
O'zDSt 1.3:1992	ГСС.РУз. Порядок разработки, согласование, утверждение и государственной регистрации стандартов предприятий
O'zDSt 1.9:1996	ГСС.РУз. Порядок разработки, согласование, утверждение и государственной регистрации
O'zDSt 8.030-2008	ГСИ. Топливо и энергия. Общие требования к учету
O'zDSt 8.031-2008	ГСИ. Топливо и энергия. Оснащение приборами учета и их эксплуатация
ISO/TS10839:2000	Трубопроводы и фитинги полиэтиленовые для подачи газообразного топлива. Кодекс установившейся практики по проектированию, транспортированию и установке
TSh-64-0600586-001:2005	Трубы напорные из полиэтилена для газопроводов
ISO 3183-2012	Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия
ISO 2531-2012	Трубы, фитинги, арматура и их соединения из чугуна с шаровидным графитом для водо- и газоснабжения.
ISO10838-1:2000	Соединения механические систем полиэтиленовых трубопроводов для подачи газообразного топлива. Часть 1. Металлические соединения для труб номинального наружного диаметра менее или равного 63 мм
ISO10838-2:2000	Соединения механические систем полиэтиленовых трубопроводов для подачи газообразного топлива. Часть 2. Металлические соединения для труб номинального наружного диаметра свыше 63 мм
ISO10838-3:2000	Соединения механические систем полиэтиленовых трубопроводов для подачи газообразного топлива. Часть 3. Термопластичные соединения для труб с номинальным наружным диаметром менее или равным 63 мм
ISO8085-1:2001	Фитинги полиэтиленовые для полиэтиленовых труб, используемых для подачи газообразного топлива. Метрическая серия. Технические условия. Часть 1. Фитинги

	для сварки в раструб с использованием нагревательных приборов
ISO8085-2:2001	Фитинги полиэтиленовые для полиэтиленовых труб, используемых для подачи газообразного топлива. Метрическая серия. Технические условия. Часть 2. Фитинги под раструб для сварки встык, для сварки в раструб с использованием нагревательных приборов и для электросварки
ISO8085-3:2001	Фитинги полиэтиленовые для полиэтиленовых труб, используемых для подачи газообразного топлива. Метрическая серия. Технические условия. Часть 3. Фитинги, присоединяемые электросваркой
ISO11299-1-2011	Системы пластмассовых трубопроводов для обновления подземных сетей газоснабжения. Часть 1. Общие положения
ISO11299-3-2011	Системы пластмассовых трубопроводов для обновления подземных сетей газоснабжения. Часть 1. Обкладка тесноприлегающими трубами
ГОСТ ЕН 30-2-2-2006	Приборы газовые бытовые для приготовления пищи. Часть 2-2. Рациональное использование энергии. Приборы с принудительной циркуляцией воздуха в духовках и/или грилях
ГОСТ ЕН 30-1-2-2007	Плиты газовые бытовые. Часть 1-2: Требования безопасности. Приборы, имеющие духовки и/или грили с принудительной циркуляцией воздуха
ГОСТ ЕН 30-1-3-2009	Плиты газовые бытовые. Часть 1-3. Требования безопасности. Приборы, имеющие стеклянный керамический стол
ГОСТ ЕН 30-1-4-2009	Плиты газовые бытовые. Часть 1-4: Требования безопасности. Приборы с одной или более горелками с системой автоматического управления
ГОСТ ЕН 203-1-2002	Оборудование газовое с атмосферными инжекционными горелками для предприятий общественного питания. Приборы
ГОСТ ЕН 613-2010	Нагреватели газовые автономные конвективные
ГОСТ 8.143-75	Государственная система обеспечения единства измерений. Государственный первичный эталон и общесоюзная поверочная схема для средств измерений объемного расхода газа в диапазоне $1 \cdot 10^{-6}$ - $1 \cdot 10^{-2}$ м ³ /с
ГОСТ 8.586.1-2005	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требова-

	ния
ГОСТ 8.586.2-2005	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диаграммы. Технические требования
ГОСТ 8.586.3-2005	Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Внутри. Технические требования
ГОСТ 8.586.4-2005	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы. Внутри. Технические требования
ГОСТ 8.586.5-2005	Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений
ГОСТ 34.003-90	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения
ГОСТ 34.201-89	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
ГОСТ 34.601-90	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадия создания
ГОСТ 34.602-89	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы
ГОСТ 380-2005	Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки.
ГОСТ 481-80	Паронит и прокладки из него. Технические условия
ГОСТ 617-2006	Трубы медные и латунные круглого сечения общего назначения. Технические условия
ГОСТ 859-2001	Меди. Марки.
ГОСТ 1050-88	Прокат сортовой, калиброванный со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. Общие технические условия.
ГОСТ 3262-75	Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия.
ГОСТ 4543-71	Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия.
ГОСТ 5542-87	Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия
ГОСТ 6533-78	Длина эллиптическое отбортованные стальные для со-

	судов, аппаратов и котлов. Основные размеры.
ГОСТ 7338-90	Пластины резиновые и резинотканевые. Технические условия.
ГОСТ 8696-74	Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические условия
ГОСТ 8731-87	Трубы стальные бесшовные горячее деформированные. Технические требования
ГОСТ 8733-74	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и тепло деформированные. Технические требования
ГОСТ 8734-75	Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные Сортамент.
ГОСТ 8946-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Угольники переходные. 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 компенсационные.

ГОСТ 8957-75	рующие. Основные размеры Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты переходные. Основные размеры
ГОСТ 8959-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Гайки соединительные. Основные размеры
ГОСТ 8963-75	Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Пробки. Основные размеры
ГОСТ 8966-75	Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов $P=1,6$ МПа. Муфты прямые. Основные размеры.
ГОСТ 8968-75	Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов $P=1,6$ МПа. Контргайки. Основные размеры.
ГОСТ 8969-75	Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов $P=1,6$ МПа. Сгоны. Основные размеры.
ГОСТ 9544-2005	Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов
ГОСТ 9931-85	Корпуса цилиндрические стальных аппаратов. Типы, основные параметры и размеры.
ГОСТ 10704-91	Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамент.
ГОСТ 10705-80	Трубы стальные электросварные. Технические условия
ГОСТ 10706-76	Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования
ГОСТ 10798-2005	Приборы газовые бытовые для приготовления пищи. Общие технические условия.
ГОСТ 11032-97	Аппараты водонагревательные ёмкостные газовые бытовые. Общие технические условия
ГОСТ 11881-76	ГСП. Регуляторы, работающие без использования постороннего источника энергии. Общие технические условия
ГОСТ 12820-80	Фланцы стальные плоские приварные на РУ от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 kgf/cm ²). Конструкция и размеры.
ГОСТ 12821-80	Фланцы стальные плоские приварные на РУ от 0,1 до 2,0 МПа (от 1 до 200 kgf/cm ²). Конструкция и размеры.
ГОСТ 13726-97	Ленты из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия
ГОСТ 14202-69	Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и марки-

	ровочные щитки
ГОСТ 14249-89	Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность.
ГОСТ 14254-96	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код 1Р)
ГОСТ 15180-86	Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры.
ГОСТ 16338-85Е	Полиэтилен низкого давления . Технические условия
ГОСТ 16569-86	Устройства газогорелочные для отопительных бытовых печей. Технические условия
ГОСТ 17275-71	Сверла спиральные цельные твердосплавные. Средняя серия. Конструкция и размеры.
ГОСТ 17375-2001	Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низко легированной стали. Отводы круто-изогнутые типа 3Д (R 1.5 DN). Конструкция.
ГОСТ 17376-2001	Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция.
ГОСТ 17378-2001	Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция.
ГОСТ 17379-2001	Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция.
ГОСТ 17494-87	Машины электрические вращающиеся. Классификация степеней защиты, обеспечиваемых оболочками вращающихся электрических машин.
ГОСТ 18599-2001	Трубы напорные из полиэтилена. Технические условия
ГОСТ 19281-89	(ИСО 4950-2-81, ИСО 4950-3-81, ИСО 4951-79, ИСО 4995-78, ИСО 4996-78, ИСО 5952-83) Прокат стали повышенной прочности. Общие технические условия.
ГОСТ 19910-94	Аппараты водонагревательные проточные газовые бытовые. Общие технические условия
ГОСТ 20219-93	Аппараты отопительные газовые бытовые с водяным контуром. 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 21204-97	Горелки газовые промышленные. Общие технические требования
ГОСТ 21552-84	Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение.

ГОСТ 21631-76	Ленты из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия.
ГОСТ 25696-83	Горелки газовые инфракрасного излучения. Общие технические требования и приемка.
ГОСТ 27441-87	Аппараты газовые для тепловой обработки пищи для предприятий общественного питания. Классификация, общие технические требования и методы испытаний
ГОСТ 28338-89	Соединения трубопроводов и арматура. Проходы условные (размеры номинальные) Ряды.
ГОСТ 9.602-2005	Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии.
ГОСТ 12.1.005-88	Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
ГОСТ 12.2.085-2001	Сосуды работающие под давлением. Клапаны предохранительные. Требования безопасности
ГОСТ 30852.2-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 1. Взрывозащита вида «взрывонепроницаемая оболочка». Дополнение 1. Приложение D. Метод определения безопасного экспериментального максимального зазора.
ГОСТ 30852.5-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 4. метод определения температуры самовоспламенения.
ГОСТ 30852.11-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 12. Классификация смесей газов и паров с воздухом по безопасным экспериментальным максимальным зазором и минимальных воспламеняющим током.
ГОСТ 30852.19-2002	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования.
ГОСТ 31284-2004	Воздухонагреватели для промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Общие технические условия
ГОСТ 31438.1-2011	Взрывоопасные среды. Предотвращение и защита от взрыва. Часть 1. Основные концепции и методология
ISO 4437:2007	Трубопроводы полиэтиленовые (PE) заглубленные для подачи газообразного топлива. Метрическая серия. Технические условия
МКН 13:2008	Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи
РД 34.21.122-90	Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений

СП 42-101-2003

Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб

"Правила пользования газом в быту на территории Республики Узбекистан», утвержденный Минкомобслуживания Республики Узбекистан 11.09.1997г.

"Правил поставки газа потребителям Республики Узбекистан", утвержденным Постановлением Кабинета Министров РУз №8 от 10.01.2000г.

"Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением" утвержденный ГИ "Саноатгеоконтехназорат" №258 23.11.2011г.,

"Правил устройства электроустановок" (ПУЭ.), утвержденных Государственной инспекцией «Узгосэнергонадзор» 2011г.

ПРИЛОЖЕНИЕ В*Справочное***КЛАССИФИКАЦИЯ ГАЗОПРОВОДОВ, ВХОДЯЩИХ В СИСТЕМУ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ**

Газопроводы	Классификационные показатели
Наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений)	Местоположение относительно планировки населенных пунктов
Подземные (подводные), надземные(надводные), наземные	Местоположение относительно поверхности земли
Распределительные, газопроводы - вводы, 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 др.) и неметаллические (полиэтиленовые и др.)	Материал труб
Природного газа, попутного газа и СУГ	Вид транспортируемого газа

Распределительными газопроводами следует считать наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов - вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту (ГРП, промышленное предприятие, котельная и т.п.).

Газопроводом-вводом следует считать газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

Вводным газопроводом следует считать участок газопровода от от-

ключающего устройства на вводе в здание (при установке отключающего устройства снаружи здания) до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.

Межпоселковыми газопроводами следует считать распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

Внутренним газопроводом следует считать участок газопровода от газопровода-ввода (при установке отключающего устройства внутри здания) или от вводного газопровода до места подключения прибора, теплового агрегата и др.

ПРИЛОЖЕНИЕ С*Рекомендуемое***ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЧАСОВОГО МАКСИМУМА
РАСХОДА ГАЗА ПО ОТРАСЛЯМ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

Отрасль 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
Резиноасбестовая	1/5200	1/5200	-
Химическая	1/5900	1/5600	1/7300
Строительных материалов	1/5900	1/5500	1/6200
Радиопромышленность	1/3600	1/3300	1/5500
Электротехническая	1/3800	1/3600	1/5500
Цветная металлургия	1/3800	1/3100	1/5400
Станкостроительная и инструмен- тальная	1/2700	1/2900	1/2600
Машиностроение	1/2700	1/2600	1/3200
Текстильная	1/4500	1/4500	-
Целлюлозно-бумажная	1/6100	1/6100	-
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	-
Фарфоро-фаянсовая	1/5200	1/3900	1/6500
Кожевенно-галантерейная	1/4800	1/4800	-
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 D*Справочное***ЗНАЧЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ОДНОВРЕМЕННОСТИ K_{sim}
ДЛЯ ЖИЛЫХ ДОМОВ**

Число квартир	Коэффициенты одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	плита 4-конфорочная	плита 2-конфорочная	плита 4-конфорочная и газовый проточ- ный водонагрева- тель	плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,280	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

Примечания: I. Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с этими газовыми приборами.

2. Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов и отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от количества квартир.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е*Справочное***ОТВОД ПРОДУКТОВ
СГОРАНИЯ**

1. В настоящем приложении приведены рекомендуемые положения к проектированию дымовых и вентиляционных каналов для газоиспользующего оборудования, бытовых отопительных и отопительно-варочных печей.

При проектировании дымовых каналов от газоиспользующих установок производственных зданий и котельных следует руководствоваться требованиями КМК 2.04.13-99.

При переводе существующих котлов, производственных печей и других установок с твердого и жидкого на газовое топливо должен выполняться поверочный расчет газоздушного тракта.

2. Устройство дымовых и вентиляционных каналов должно соответствовать требованиям КМК 2.04.05-97*.

3. Дымовые каналы от газоиспользующего оборудования, устанавливаемого в помещениях предприятий общественного питания, торговли, бытового обслуживания населения, офисах, встроенных в жилое здание, запрещается объединять с дымовыми каналами жилого здания.

Вентиляция вышеуказанных помещений также должна быть автономной.

4. Отвод продуктов сгорания от газоиспользующего оборудования, установленного в помещениях офисах, размещаемых в габаритах одной

квартиры, а также вентиляцию этих помещений следует предусматривать как для жилых домов.

5. Отвод продуктов сгорания от бытовых печей и газоиспользующего оборудования, в конструкции которого предусмотрен отвод продуктов сгорания в дымовой канал (дымовую трубу) (далее – канал), предусматривают от каждой печи или оборудования по обособленному каналу в атмосферу.

Объединение персональных каналов в сборных дымовой канал допускается для автоматизированных котлов и водонагревателей, работающих в едином каскаде, если такое объединение допускается инструкцией завода-изготовителя.

В существующих зданиях допускается предусматривать присоединение к одному каналу не более двух печей, приборов, котлов, аппаратов и т.д., расположенных на одном или разных этажах здания, при условии ввода продуктов сгорания в канал на разных уровнях (не ближе 0,75m один от другого) или на одном уровне с устройством в канале рассечки на высоту не менее 0,75m.

В зданиях высотой до 5 этажей включительно допускается предусматривать присоединение к расположенному внутри здания вертикальному дымовому каналу до 5 газовых котлов с герметичной камерой сгорания и встроенным устройством для принудительного забора наружного воздуха и удаления дымовых газов. Котлы располагают на разных этажах

здания. Подачу наружного воздуха к воздухозаборным патрубкам котлов предусматривают через общий вертикальный воздуховод, выводимый выше кровли здания на один уровень со сборным дымоходом.

Не рекомендуется присоединение бытового оборудования к каналу отопительной печи длительного горения.

6. Каналы от газового оборудования рекомендуется размещать во внутренних стенах здания или предусматривать к этим стенам приставные каналы.

Дымовые каналы из несгораемых материалов допускается устраивать в наружных стенах или приставными снаружи здания.

7. Площадь сечения канала не должна быть меньше площади сечения патрубка присоединяемого газоиспользующего оборудования или печи. При соединении к каналу двух приборов, аппаратов, котлов, печей и т.п. сечение его следует определять с учетом одновременной их работы. Конструктивные размеры каналов определяться расчетом.

8. Отвод продуктов сгорания от ресторанных плит пищеварочных котлов и т.п. допускается предусматривать как с обособленный канал от каждого оборудования, так и в общий канал. Отвод продуктов сгорания от газоиспользующего оборудования, установленного в непосредственной близости друг от друга, допускается производить под один зонт и далее в сборный канал.

Допускается предусматривать соединительные трубы, общие для нескольких приборов (оборудования).

Сечения каналов и соединительных труб должны определяться расчетом исходя из условия одновременной работы всего оборудования, присоединенным трубам.

9. Дымовые каналы следует выполнять из обыкновенного керамического кирпича, глиняного кирпича, жаростойкого бетона, а также стальных и асбестоцементных труб для одноэтажных зданий.

Дымовые каналы также могут быть заводского изготовления и поставляться 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 также должна обеспечивать температуру газов на выходе из них выше точки росы.

Не допускается выполнять каналы из шлакобетонных и других неплотных или пористых материалов.

10. Отвод продуктов сгорания от газифицированных установок промышленных предприятий, котельных, предприятий бытового обслуживания допускается предусматривать по стальным дымовым трубам.

11. Каналы должны быть вертикальными, без уступов. Допускается уклонов каналов от вертикали до 30°С с отклонением в сторону до 1м при условии, что площадь сечения наклонных участков канала не менее сечения вертикальных участков.

Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит, пищеварочных

котлов и подобных газовых приборов допускается предусматривать размещенные в полу горизонтальные участки каналов общей длиной не менее 10m при условии устройства противопожарной разделки для сгораемых и трудносгораемых конструкций пола и перекрытия. Каналы должны быть доступны для чистки.

12. Присоединение газоиспользующего оборудования к каналам следует предусматривать соединительными трубами, изготовленными из кровельной или оцинкованной стали толщиной не менее 1,0mm, гибкими металлическими гофрированными патрубками или унифицированными элементами, поставляемыми в комплекте с оборудованием.

Суммарную длину участков горизонтальных участков соединительной трубы в новых зданиях следует принимать не более 3m, в существующих зданиях - не более 6 m.

Уклон соединительной трубы следует принимать не менее 0,01 в сторону газового оборудования.

На соединительных трубах допускается предусматривать не более трех поворотов с радиусом закругления не менее диаметра трубы.

Ниже места присоединений соединительной трубы к каналам должно быть предусмотрено устройство "кармана" с люком для чистки, к которому должен быть обеспечен свободный доступ.

Соединительные трубы, прокладываемые через неотапливаемые помещения, при необходимости должны быть теплоизолированы.

13. Не допускается прокладка соединительных труб от газоиспользующего

оборудования через жилые комнаты.

14. Расстояние от соединительной трубы до потолка или стены из негорючих материалов следует принимать не менее 5cm, а из сгораемых и трудносгораемых материалов не менее 25cm. Допускается уменьшение расстояния с 25 до 10cm при условии защиты сгораемых и трудносгораемых конструкций кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3mm. Теплоизоляция должна выступать за габариты соединительной трубы на 15cm с каждой стороны.

15. При присоединении к каналу одного газоиспользующего прибора (оборудования), а также оборудования со стабилизаторами тяги шиберы на соединительных трубах не предусматриваются.

При присоединении к сборному дымоходу газоиспользующего оборудования, не имеющего стабилизаторов тяги, на соединительных трубах от оборудования должны предусматриваться шиберы, имеющие отверстие диаметром не менее 15mm.

16. В шиберах, установленных на дымоходах от котлов, должны предусматриваться отверстия диаметром не менее 50mm.

17. Дымовые каналы от газоиспользующего оборудования в зданиях должны быть выведены (рисунок Е.1):

- не менее 0,5m выше конька крыши или парапета кровли при расположении их (считая по горизонтали) не далее 1,5m от конька или парапета кровли;

- в уровень с коньком или парапетом кровли, если они отстоят на рас-

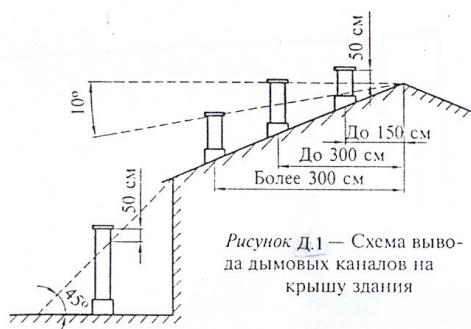
стоянии до 3m от конька кровли или парапета;

- не ниже прямой, проведенной от конька или парапета вниз под углом 10° к горизонту, при расположении труб на расстоянии более 3m от конька или парапета кровли.

- не менее 0,5m выше границы зоны ветрового подпора, если вблизи канала находятся более высокие части здания, строения или дерева.

Во всех случаях высота трубы над прилегающей частью кровли должна быть не менее 0,5m, а для домов с плоской кровлей - не менее 2,0m.

Устья кирпичных каналов на высоту 0,2m следует защищать от атмосферных осадков слоем цементного раствора.



Установка на дымоходах зонтов не допускается. Вертикальные наружные дымоходы следует теплоизолировать, обеспечивая отсутствие конденсации влаги из дымовых газов, или предусматривать сбор образующегося в дымоходе конденсата и его отвод на отмостку здания или в ирригацию. В местностях с высокими скоростями ветра дымовую трубу следует оборудовать ветрозащитным оголовком.

18. Дымовые каналы 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 120mm. Высоту вытяжных вентиляционных каналов, расположенных рядом с дымовыми каналами, следует принимать равной высоте дымовых каналов.

19. Не допускаются отвод продуктов сгорания в вентиляционные каналы и установка вентиляционных решеток на дымовых каналах.

20. Газоиспользующее оборудование тепловой мощностью до 10kW с отводом продуктов сгорания в газифицируемое помещение размещается таким образом, чтобы обеспечивался свободный выход продуктов сгорания через вытяжные вентиляционные устройства (канал, осевой вентилятор) данного помещения.

21. В жилых зданиях вентиляционные каналы из помещений, в которых установлено отопительное газоиспользующее оборудование для поквартирного отопления, не допускается объединять с вентиляционными каналами других помещений (санузлов, кладовых, гаражей и т.п.)

22. В качестве вентиляционных каналов могут использоваться существующие дымовые каналы, не связанные с другими действующими дымовыми каналами.

На вытяжных вентиляционных каналах газифицируемых помещений следует устанавливать нерегулируемые вытяжные вентиляционные решетки.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б*Рекомендуемое*

ОБЪЕМ ИЗМЕРЕНИЙ, СИГНАЛИЗАЦИИ И АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В СИСТЕМАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Измеряемые параметры	Форма и место представления информации									
	Щит управления в главном корпусе				Местный щит управления в ГРП				По месту	
	Показывающий прибор (обязательный)	Показывающий прибор (при необходимости)	Сигнализация	Регистрирующий прибор	Показывающий прибор (обязательный)	Показывающий прибор (при необходимости)	Сигнализация	Регистрирующий прибор	Показывающий прибор	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Давление газа до ГРП	+	-	+(увеличение и уменьшение)	-	+	-	-	+	-	-
Давление газа после ГРП	+	-	+(увеличение и уменьшение)	-	+	-	-	+	-	+
Общий расход газа	+	-	-	-	+	-	-	+	-	-
Температура газа до и после расхода	-	-	-	-	+	-	-	+	-	-
Потеря давления газа на фильтрах	-	-	-	-	+	-	-	-	+	-
Загазованность в регуляторном зале и помещении щита управления в ГРП	-	-	+(увеличение)	-	+	-	+(увеличение)	-	-	-
Расход газа на каждый котел	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+

Давление газа до регулирующего клапана котла	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-
Давление газа после регулирующего клапана котла	-	+	+ (увеличение и уменьшение)	-	-	-	-	-	-	-
Указатель положения регулирующей арматуры ГРП	+	-	-	-	+	-	-	-	-	-
Давление газа перед каждой горелкой (после отключающего устройства)	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-

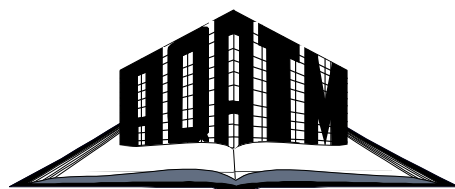
Знак "+" в таблице означает, что для этих параметров должна обеспечиваться информация

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
1. Область применения	3
2. Нормативные ссылки	3
3. Общие положения	3
Системы газоснабжения и нормы давления газа	5
Расчетные расходы газа	7
Гидравлический расчет трубопроводов. Расчет диаметра газопровода и допустимых потерь давления	10
Автоматизированные системы управления процессом распределения газа	14
4. Наружные газопроводы и сооружения	21
Общие указания	21
Подземные газопроводы	23
Надземные и наземные газопроводы	26
Переходы газопроводов через водные преграды и овраги	29
Переходы газопроводов через железнодорожные и трамвайные пути и автомобильные дороги	31
Размещение отключающих устройств на газопроводах.	33
Сооружения на газопроводах	35
Защита от коррозии	35
Газопроводы из полиэтиленовых труб	37
5. Газорегуляторные пункты (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ)	43
Размещение ГРП	44
Размещение ГРУ	46
Оборудование ГРП и ГРУ	47
Размещение комбинированных регуляторов	51
6. Внутренние устройства газоснабжения	51
Общие указания	51
Прокладка газопроводов	52
Газоснабжение жилых домов	56
Газоснабжение общественных зданий	60
Газоснабжение производственных установок и котлов	61
Горелки инфракрасного излучения	64
Установка счетчика газа	65
7. Системы газоснабжения тепловых электростанций	67
Общие указания	67
Наружные газопроводы и устройства	67
Газорегуляторные пункты	67
Внутреннее газовое оборудование	69
Трубопроводы и КИП	69

8. Газонаполнительные станции, газонаполнительные пункты, промежуточные склады баллонов	70
Общие указания	70
Газонаполнительные станции сжиженных газов	71
Основные здания и сооружения ГНС	71
Размещение зданий и сооружений ГНС	72
Планировка территории, дороги, требования к зданиям и сооружениям	74
Сливные устройства	78
Резервуары для СУГ	78
Технологическое оборудование ГНС	81
Газопроводы, арматура и КИП	83
Инженерные коммуникации	85
Газонаполнительные пункты	89
Промежуточные склады баллонов	90
Электроснабжение, электрооборудование, молниезащита и связь	91
9. Газоснабжение сжиженными газами от резервуарных и баллонных установок	92
Общие указания	92
Резервуарные установки	92
Испарительные установки	97
Групповые баллонные установки	99
Трубопроводы групповых, баллонных и резервуарных установок	101
Индивидуальные баллонные установки	102
10. Дополнительные требования к системам газоснабжения в особых природных условиях	103
Подрабатываемые территории	103
Сейсмические районы	104
Районы с просадочными и набухающими грунтами	105
11. Материалы и технические изделия	106
Общие указания	106
Стальные трубы	106
Выбор стальных труб	109
Соединительные части и детали	110
Защитные противокоррозионные материалы	112
Трубы и детали соединительные из полиэтилена	112
Запорное регулирующее оборудование, приборы и другие технические изделия	113
Дополнительные требования для особых природных условий	118
<i>Приложение А. Перечень нормативных документов, на которые имеются ссылки в ШНК 2.04.08-13</i>	119
<i>Приложение В. Классификация газопроводов, входящих в систему газо-</i>	128

	снабжения	
<i>Приложение С</i>	Значение коэффициентов часового максимума расхода газа по отраслям промышленности	129
<i>Приложение D</i>	Значение коэффициента одновременности K_{sim} для жилых домов	130
<i>Приложение E</i>	Отвод продуктов сгорания	131
<i>Приложение F</i>	Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования в системах газоснабжения тепловых электростанций	135



Формат 60x84 $\frac{1}{16}$ Условный печатный лист 18,375 (294 стр).

Подготовлена к изданию и отпечатано в ИВЦ АҚАТМ

Госархитектстроя Республики Узбекистан

г.Ташкент. ул Абай,6

тел./факс: 244-83-13

Тираж 1 экз