

МИНИСТЕРСТВО АРХИТЕКТУРЫ И СТРОИТЕЛЬСТВА
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

СН 4.03.01-2019

**СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ
И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЕ**

**ГАЗАРАЗМЕРКАВАННЕ
І ГАЗАСПАЖЫВАННЕ**

Издание официальное

Минск 2020

УДК 69+696.2(083.74)

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

Предисловие

1 РАЗРАБОТАНЫ научно-проектно-производственным республиканским унитарным предприятием «Стройтехнорм» (РУП «Стройтехнорм»), техническим комитетом по стандартизации в области архитектуры и строительства «Теплоэнергетическое оборудование зданий и сооружений» (ТКС 06).

Авторский коллектив: А. А. Пукач, В. М. Русь

ВНЕСЕНЫ главным управлением градостроительства, проектной, научно-технической и инновационной политики Министерства архитектуры и строительства

2 УТВЕРЖДЕНЫ И ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ постановлением Министерства архитектуры и строительства от 26 декабря 2019 г. № 74

В Национальном комплексе технических нормативных правовых актов в области архитектуры и строительства настоящие строительные нормы входят в блок 4.03 «Газоснабжение»

3 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ (с отменой ТКП 45-4.03-267-2012, ТКП 45-4.03-257-2012 (в части проектирования газопроводов из полиэтиленовых труб))

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки.....	1
3 Термины и определения и сокращения	4
4 Общие положения	6
5 Объекты газораспределительной системы и газопотребления и нормы давления газа	7
6 Расчетные расходы газа.....	8
7 Наружные газопроводы и сооружения.....	12
8 Газорегуляторные пункты, шкафные газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки	27
9 Внутренние устройства газоснабжения	32
10 Безопасность зданий и сооружений.....	43
11 Объекты газораспределительной системы и газопотребления тепловых электростанций.....	44
12 Системы учета расхода газа	54
13 Газонаполнительные станции, газонаполнительные пункты, промежуточные склады баллонов, автомобильные газозаправочные станции	56
14 Газоснабжение сжиженными газами от резервуарных и баллонных установок.....	73
15 Дополнительные требования к системам газоснабжения в особых природных условиях.....	80
16 Материалы, оборудование, приборы и изделия.....	82
17 Телемеханизация и автоматизированные системы управления технологическими процессами в системах газоснабжения	88
Приложение А Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения	89
Приложение Б Значение коэффициента часового максимума расхода газа K_{max}^h по отраслям промышленности	90
Приложение В Значение коэффициента одновременности K_{sim} для жилых домов	91
Приложение Г Гидравлический расчет газопроводов	92
Приложение Д Отвод продуктов сгорания.....	93
Приложение Е Выбор стальных труб для объектов газораспределительной системы и газопотребления	94
Приложение Ж Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования в системах газоснабжения тепловых электростанций.....	95
Приложение К Число квартир, которое целесообразно снабжать паровой фазой сжиженного углеводородного газа от одной резервуарной установки.....	97
Приложение Л Число квартир, которое целесообразно снабжать газовоздушной смесью от одной резервуарной установки	98
Приложение М Структура, функции и технические средства телемеханизации и автоматизированных систем управления технологическими процессами.....	99
Приложение Н Рекомендуемые расстояния между осями смежных трубопроводов и от трубопроводов до края опорной конструкции	104
Приложение П Минимальные расстояния от объектов, расположенных на территории электростанций до газопроводов систем газоснабжения газотурбинной установки и парогазовой установки.....	105
Библиография.....	106

СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ

ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЕ

ГАЗАРАЗМЕРКВАННЕ І ГАЗАСПАЖЫВАННЕ

Gas distribution and consuming

Дата введения через 60 календарных дней
после официального опубликования**1 Область применения**

Настоящие строительные нормы распространяются на объекты газораспределительной системы и газопотребления, на которых находятся или могут находиться природный газ (газовых и нефтяных месторождений) с избыточным давлением до 1,2 МПа или сжиженный углеводородный газ с избыточным давлением до 1,6 МПа (далее — объекты газораспределительной системы и газопотребления), газопроводы и газовое оборудование жилищного фонда, тепловых электростанций и газоэнергетических установок, в том числе с избыточным давлением природного газа более 1,2 МПа, пункты подготовки газа, дожимные компрессорные станции.

Настоящие строительные нормы применяют при проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления при их возведении, реконструкции и капитальном ремонте.

Настоящие строительные нормы не распространяются на проектирование внутриплощадочных сетей и газового технологического оборудования промышленных предприятий, использующих газ в качестве сырья, отраслей промышленности, для которых проектирование газоснабжения осуществляется в соответствии с отраслевыми документами, утвержденными в установленном порядке, а также на проектирование газотурбинных электростанций, установок для преобразования энергии избыточного давления природного газа в электрическую энергию, автомобильных газонаполнительных компрессорных станций, объектов магистральных газопроводов и газооборудования передвижных средств.

Примечание — В состав объектов газораспределительной системы и газопотребления входят наружные и внутренние (прокладываемые внутри зданий) газопроводы и относящиеся к ним здания, сооружения, устройства и оборудование.

2 Нормативные ссылки

В настоящих строительных нормах использованы ссылки на следующие документы:

ТР ТС 016/2011 О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе

СН 2.02.02-2019 Противопожарное водоснабжение

СН 2.02.03-2019 Пожарная автоматика зданий и сооружений

СН 3.02.01-2019 Жилые здания

СН 3.02.02-2019 Общественные здания

СН 3.03.01-2019 Мосты и трубы

СН 3.03.02-2019 Трамвайные и троллейбусные линии

СН 3.03.03-2019 Промышленный транспорт

СН 3.03.04-2019 Автомобильные дороги

СН 4.01.02-2019 Канализация. Наружные сети и сооружения

СН 4.01.03-2019 Системы внутреннего водоснабжения и канализации зданий

СН 4.02.01-2019 Тепловые сети

СН 4.02.03-2019 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

СН 4.02.04-2019 Котельные установки

СН 4.03.01-2019

СН 4.04.01-2019 Системы электрооборудования жилых и общественных зданий

ТКП 45-2.04-43-2006 (02250) Строительная теплотехника. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-3.02-90-2008 (02250) Производственные здания. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-3.01-116-2008 (02250) Градостроительство. Населенные пункты. Нормы планировки и застройки

ТКП 45-3.01-155-2009 (02250) Генеральные планы промышленных предприятий. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-3.03-227-2010 (02250) Улицы населенных пунктов. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-5.01-254-2012 (02250) Основания и фундаменты зданий и сооружений. Основные положения. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-2.02-315-2018 (33020) Пожарная безопасность зданий и сооружений. Строительные нормы проектирования

ТКП 211-2010 (02140) Линейные сооружения электросвязи. Правила проектирования

ТКП 336-2011 (02230) Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций

ТКП 474-2013 (02300) Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

СТБ 11.0.03-95 Система стандартов пожарной безопасности. Пассивная противопожарная защита.

Термины и определения

СТБ 2262-2012 Газы углеводородные сжиженные топливные. Технические условия

СТБ ГОСТ Р 50838-97 Трубы из полиэтилена для газопроводов. Технические условия

СТБ EN 1443-2012 Трубы дымовые. Общие требования

ГОСТ 8.586.1-2005 (ИСО 5167-1:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 8.586.2-2005 (ИСО 5167-2:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 8.586.3-2005 (ИСО 5167-3:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.4-2005 (ИСО 5167-4:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. 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 9.602-2016 Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 21.610-85 Система проектной документации для строительства. Газоснабжение. Наружные газопроводы. Рабочие чертежи

ГОСТ 26.011-80 Средства измерений и автоматизации. Сигналы тока и напряжения электрические непрерывные входные и выходные

ГОСТ 26.013-81 Средства измерения и автоматизации. Сигналы электрические с дискретным изменением параметров входные и выходные

ГОСТ 26.205-88 Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия

ГОСТ 380-2005 Сталь углеродистая обыкновенного качества. Марки

ГОСТ 481-80 Паронит и прокладки из него. Технические условия

ГОСТ 613-79 Бронзы оловянные литейные. Марки

ГОСТ 617-2006 Трубы медные и латунные круглого сечения общего назначения. Технические условия

ГОСТ 1050-2013Metalлопродукция из нелегированных конструкционных качественных и специальных сталей. Общие технические условия

ГОСТ 1173-2006 Фольга, ленты, листы и плиты медные. Технические условия

ГОСТ 1215-79 Отливки из ковкого чугуна. Общие технические условия

- ГОСТ 1412-85 Чугун с пластинчатым графитом для отливок. Марки
- ГОСТ 1583-93 Сплавы алюминиевые литейные. Технические условия
- ГОСТ 3262-75 Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия
- ГОСТ 4543-2016Metalлопродукция из конструкционной легированной стали. Технические условия
- ГОСТ 5520-2017 Прокат толстолистовой из нелегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия
- ГОСТ 5542-2014 Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия
- ГОСТ 5632-2014 Нержавеющие стали и сплавы коррозионно-стойкие, жаростойкие и жаропрочные. Марки
- ГОСТ 7293-85 Чугун с шаровидным графитом для отливок. Марки
- ГОСТ 7338-90 Пластины резиновые и резинотканевые. Технические условия
- ГОСТ 8696-74 Трубы стальные электросварные со спиральным швом общего назначения. Технические условия
- ГОСТ 8731-74 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические требования
- ГОСТ 8732-78 Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Сортамент
- ГОСТ 8733-74 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные. Технические требования
- ГОСТ 8734-75 Трубы стальные бесшовные холоднодеформированные. Сортамент
- ГОСТ 8946-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Угольники проходные. Основные размеры
- ГОСТ 8947-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Угольники переходные. Основные размеры
- ГОСТ 8948-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники прямые. Основные размеры
- ГОСТ 8949-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники переходные. Основные размеры
- ГОСТ 8950-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Тройники с двумя переходами. Основные размеры
- ГОСТ 8951-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты прямые. Основные размеры
- ГОСТ 8952-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты переходные. Основные размеры
- ГОСТ 8953-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Кресты с двумя переходами. Основные размеры
- ГОСТ 8954-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты прямые короткие. Основные размеры
- ГОСТ 8955-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты прямые длинные. Основные размеры
- ГОСТ 8956-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты компенсирующие. Основные размеры
- ГОСТ 8957-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Муфты переходные. Основные размеры
- ГОСТ 8959-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Гайки соединительные. Основные размеры
- ГОСТ 8963-75 Соединительные части из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой для трубопроводов. Пробки. Основные размеры
- ГОСТ 8966-75 Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов $P = 1,6$ 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 9544-2015 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

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 11881-76 ГСП. Регуляторы, работающие без использования постороннего источника энергии. Общие технические условия
ГОСТ 13726-97 Ленты из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия
ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки
ГОСТ 15180-86 Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры
ГОСТ 15527-2004 Сплавы медно-цинковые (латуни), обрабатываемые давлением. Марки
ГОСТ 16338-85 Полиэтилен низкого давления. Технические условия
ГОСТ 17375-2001 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D ($R \approx 1,5DN$). Конструкция
ГОСТ 17376-2001 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция
ГОСТ 17378-2001 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция
ГОСТ 17379-2001 (ИСО 3419-81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция
ГОСТ 17711-93 Сплавы медно-цинковые (латуни) литейные. Марки
ГОСТ 19281-2014 Прокат повышенной прочности. Общие технические условия
ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия
ГОСТ 21488-97 Прутки прессованные из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия
ГОСТ 21552-84 Средства вычислительной техники. Общие технические требования, приемка, методы испытаний, маркировка, упаковка, транспортирование и хранение
ГОСТ 21631-76 Листы из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия
ГОСТ 28394-89 Чугун с вермикулярным графитом для отливок. Марки
ГОСТ 30219-95 Древесина огнезащищенная. Общие технические требования. Методы испытаний. Транспортирование и хранение
ГОСТ 31284-2004 Воздухонагреватели для промышленных и сельскохозяйственных предприятий. Общие технические условия
ГОСТ 33259-2015 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до PN 250. Конструкция, размеры и общие технические требования.

3 Термины и определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящих строительных нормах применяют следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 блокированный жилой дом: По [1].

3.1.2 вводной газопровод: Участок газопровода от установленного снаружи отключающего устройства на вводе в здание, при его установке снаружи здания, до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.

3.1.3 внутренний газопровод: Участок газопровода от вводного газопровода или газопровода ввода (при установке отключающего устройства внутри здания) до места подключения газопотребляющего оборудования.

3.1.4 воздухонагреватель: Устройство для нагрева проходящего через него воздуха при сжигании топлива и передачи теплоты от продуктов сгорания к нагреваемому воздуху в теплообменнике или смесителе.

3.1.5 газоиспользующее оборудование (установка): Оборудование, где в технологическом процессе используется газ в качестве топлива.

3.1.6 газопровод-ввод: Газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства включительно при вводе в здание.

3.1.7 дымовая труба: По СТБ EN 1443.

3.1.8 закрытая (герметичная) камера сгорания: Часть топки газового оборудования, в которой происходит воспламенение и горение газового топлива, с отводом продуктов сгорания наружу и забором воздуха на горение снаружи здания.

3.1.9 комбинированный регулятор давления газа: Технологическое устройство, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях.

3.1.10 крышная котельная: Котельная, размещаемая непосредственно на покрытии здания, на специально устроенном основании на покрытии или в верхнем техническом этаже (чердачном помещении) здания.

3.1.11 многоквартирный жилой дом: По [1].

3.1.12 муфта сдвига земной поверхности: Участок земной поверхности, на котором под влиянием обработки полезного ископаемого подземным способом возникли сдвиги и деформации.

3.1.13 наружный газопровод: Подземный, наземный или надземный газопровод, проложенный вне зданий до отключающего устройства или футляра при вводе в здание.

3.1.14 многоквартирный жилой дом: По [1].

3.1.15 отопительное газовое оборудование: Газоиспользующее оборудование для отопления или отопления и горячего водоснабжения.

3.1.16 отопительный газовый конвектор: Отопительное газовое оборудование для обогрева помещений за счет конвекционных потоков воздуха.

3.1.17 присоединительный дымоотвод: По СТБ EN 1443.

3.1.18 промышленные предприятия: По ТКП 45-2.02-315.

3.1.19 распределительный газопровод: Наружный газопровод газораспределительной системы, обеспечивающий подачу газа от газораспределительной станции до газопроводов-вводов к потребителям газа.

3.1.20 рекуперативный воздухонагреватель: Воздухонагреватель с теплообменником рекуперативного типа, в котором при одновременном протекании теплообмениваемых сред теплота от продуктов сгорания передается к нагреваемому воздуху через разделяющую их стенку.

3.1.21 сигнализатор загазованности: Прибор, предназначенный для непрерывного автоматического контроля концентрации в воздухе горючих газов или окиси углерода и сигнализации о превышении установленных пороговых значений путем подачи звукового и светового сигналов, а также, при необходимости, формирования управляющего сигнала на внешние исполнительные устройства.

3.1.22 системы контроля загазованности: Совокупность технических средств, предназначенных для непрерывного автоматического контроля концентрации горючих газов в воздухе и формирования управляющих сигналов (для светозвуковой сигнализации и внешних исполнительных устройств) при превышении пороговых значений, а также, при необходимости, сигналов о состоянии системы на диспетчерский пункт.

3.1.23 системы контроля концентрации окиси углерода: Совокупность технических средств, предназначенных для определения концентрации окиси углерода в воздухе и формирования управляющих сигналов (для светозвуковой сигнализации и внешних исполнительных устройств) при превышении пороговых значений, а также, при необходимости, сигналов о состоянии системы на диспетчерский пункт.

3.1.24 смесительный воздухонагреватель: Воздухонагреватель смесительного типа, в котором теплота от продуктов сгорания передается к нагреваемому воздуху путем их смешения в определенном соотношении в зависимости от требуемой температуры смеси воздуха с продуктами сгорания газа.

3.1.25 стесненные условия прокладки: Условия прокладки газопроводов на территории промышленных предприятий или населенных пунктов, при которых расстояния между зданиями, сооружениями и коммуникациями не позволяют осуществить прокладку газопровода с соблюдением расстояний, регламентированных техническими нормативными правовыми актами (далее — ТНПА).

3.2 Сокращения

АГЗС — автомобильная газозаправочная станция;

АСУТП — автоматизированные системы управления технологическими процессами;

БЩУ — блочный щит управления;

ВЛ — воздушная линия;

ГВВ — горизонт высоких вод;

ГИИ	— горелка инфракрасного излучения;
ГИС	— газоизмерительная станция;
ГНП	— газонаполнительный пункт;
ГНС	— газонаполнительная станция;
ГПА	— газопоршневой агрегат;
ГРП	— газорегуляторный пункт;
ГРС	— газораспределительная станция;
ГРУ	— газорегуляторная установка;
ГТУ	— газотурбинная установка;
ГЩУ	— главный щит управления;
ДКС	— дожимная компрессорная станция;
ЗН	— закладные электронагреватели;
ИФС	— изолирующие фланцевые соединения;
КИП	— контрольно-измерительные приборы;
КП	— контролируемый пункт;
КПД	— коэффициент полезного действия;
КРД	— комбинированный регулятор давления;
ПГП	— подводный газопровод;
ПГРП	— промежуточный газорегуляторный пункт;
ПГУ	— парогазовая установка;
ПЗК	— предохранительный запорный клапан;
ППГ	— пункт подготовки газа;
ПСБ	— промежуточный склад баллонов;
ПСК	— предохранительный сбросной клапан;
ПУ	— пункт управления;
СИА	— средства измерений и автоматизации;
СУГ	— сжиженный углеводородный газ;
ТМ	— телемеханизация;
ТЭС	— тепловая электростанция;
УВТК	— управляющие вычислительные телемеханические комплексы;
УР	— узел редуцирования;
ЦПУ	— центральный пункт управления;
ШРП	— шкафной газорегуляторный пункт.

4 Общие положения

4.1 Проектирование объектов газораспределительной системы и газопотребления осуществляют на основании расчетных схем развития газоснабжения городов и населенных пунктов, утвержденных в установленном порядке.

4.2 При проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления, газопроводов и газового оборудования жилищного фонда, газопроводов и газового оборудования ТЭС и газоэнергетических установок, в том числе с избыточным давлением природного газа более 1,2 МПа, ППГ, ДКС следует соблюдать требования настоящих строительных норм, СН 4.02.04, [2], [8], других НПА и ТНПА, также целесообразно руководствоваться [3]–[7], [9], [16].

4.3 Газ, предусматриваемый для использования в качестве топлива, должен соответствовать требованиям СТБ 2262, ГОСТ 5542 и других государственных стандартов и (или) технических условий, утвержденных в установленном порядке.

4.4 Подача неodorированного газа промышленным предприятиям и электростанциям возможна только для использования в производственных установках. При этом:

- газ должен подаваться непосредственно от ГРС;
- газопроводы к предприятиям не должны проходить по территории населенных пунктов;
- газифицированные помещения должны оборудоваться системой контроля загазованности.

4.5 Температура газа, выходящего из ГРС, должна быть:

- при подаче газа в подземные газопроводы — не ниже минус 10 °С;
- при подаче газа в надземные и наземные газопроводы — не ниже расчетной температуры наружного воздуха для района строительства.

За расчетную температуру наружного воздуха следует принимать температуру наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 по ТКП 45-2.04-43.

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

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

4.7 Учет расхода газа и выбор систем учета осуществляется в соответствии с требованиями раздела 12.

4.8 Степень огнестойкости, классы функциональной пожарной опасности (далее — классы) зданий и сооружений, типы противопожарных преград, показатели пожарной опасности конструкций и материалов определяют по ТКП 45-2.02-315, категории по взрывопожарной и пожарной опасности (далее — категорий) — по ТКП 474.

4.9 Проектирование газоснабжения, поквартирного отопления и горячего водоснабжения многоквартирных жилых домов следует осуществлять для дома в целом. Газоснабжение, поквартирное отопление и горячее водоснабжение отдельных квартир многоквартирных жилых домов и встроенных в многоквартирный жилой дом помещений общественного назначения не допускаются.

5 Объекты газораспределительной системы и газопотребления и нормы давления газа

5.1 Выбор системы распределения, давления газа, количества ГРС, ГРП и принципа построения распределительных газопроводов (кольцевые, тупиковые, смешанные) следует производить с учетом объемов газопотребления, плотности расположения потребителей, требований по надежности газоснабжения, а также затрат на строительство и эксплуатацию.

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

5.3 Газопроводы газораспределительной системы и газопотребления в зависимости от рабочего давления транспортируемого газа подразделяются на категории:

- высокого давления I-а категории св. 1,2 МПа на территории ТЭС к ГТУ и ПГУ;
- высокого давления I категории св. 0,6 до 1,2 МПа включ. для природного газа и до 1,6 МПа включ. для СУГ;
- высокого давления II категории св. 0,3 до 0,6 МПа включ. для природного газа;
- среднего давления III категории св. 0,005 до 0,3 МПа включ. для природного газа;
- низкого давления IV категории до 0,005 МПа включ. для природного газа.

Превышение максимального рабочего давления должно быть не более 10 %.

5.4 Классификацию газопроводов, входящих в газораспределительную систему, следует принимать в соответствии с приложением А.

5.5 Давление газа в газопроводах, прокладываемых внутри зданий, следует принимать не выше значений, приведенных в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Потребители газа	Давление газа, МПа
1 Производственные здания промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а также отдельно стоящие котельные и предприятия бытового обслуживания производственного характера (бани, прачечные, фабрики химчистки, предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий и пр.)	0,600
2 Предприятия бытового обслуживания производственного характера, перечисленные в пункте 1, пристроенные к зданиям другого производственного назначения или встроенные в эти здания	0,300
3 Предприятия бытового обслуживания непромышленного характера и общественные здания	0,005

Окончание таблицы 5.1

Потребители газа	Давление газа, МПа
4 Жилые дома	0,003
5 Котельные:	
отдельно стоящие на территории производственных предприятий	1,200
то же населенных пунктов	0,600
пристроенные, встроенные и крышные производственных зданий	0,600
то же общественных, административных и бытовых зданий	0,300
“ жилых зданий	0,005

Для тепловых установок промышленных предприятий и отдельно стоящих котельных разрешается использование газа с давлением до 1,2 МПа, если такое давление требуется по условиям технологии производства. Возможно использование газа давлением до 0,6 МПа в котельных, расположенных в пристройках к производственным зданиям, и до 0,3 МПа — в мини-котельных.

5.6 Давление газа перед бытовыми газовыми приборами следует принимать в соответствии с паспортными данными приборов, но не более указанного в таблице 5.1 (пункт 4).

5.7 Газоснабжение жилых домов в городах и сельских населенных пунктах следует осуществлять от газопроводов среднего давления с применением домовых КРД газа, а также от газопроводов низкого давления.

5.8 Безопасность технических устройств, применяемых при проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления, в установленных законодательством случаях должна подтверждаться соответствующими документами, без которых их применение и выпуск в обращение не допускается.

6 Расчетные расходы газа

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

Продолжительность расчетного периода устанавливается на основании плана перспективного развития объектов — потребителей газа, а также в соответствии с разработанным генеральным планом города или иного населенного пункта.

6.2 Годовые расходы газа для жилых домов, предприятий бытового обслуживания населения, общественного питания, предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий, а также для организаций здравоохранения следует определять по нормам расхода теплоты, приведенным в таблице 6.1.

Нормы расхода газа для потребителей, не перечисленных в таблице 6.1, следует принимать по нормам расхода других видов топлива или по данным фактического расхода используемого топлива с учетом КПД при переходе на газовое топливо.

Таблица 6.1

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж
Жилые дома		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении:	На одного человека в год	
природным газом		1860
СУГ		1690

Продолжение таблицы 6.1

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении: природным газом СУГ	На одного человека в год	5300
		4840
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении: природным газом СУГ	На одного человека в год	3050
		2810
Предприятия бытового обслуживания населения		
Фабрики-прачечные: на стирку белья в механизированных прачечных то же в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами “ в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	На 1 т сухого белья	8800
		12 600
		18 800
Дезкамеры: на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах то же в горячевоздушных камерах	На 1 т сухого белья	2240
		1260
Бани: мытьё без ванн мытьё в ваннах	На одну помывку	40
		50
Предприятия общественного питания		
Столовые, рестораны, кафе: на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия) на приготовление завтраков или ужинов	На один обед	4,2
	На один завтрак или ужин	2,1
Организации здравоохранения		
Больницы, родильные дома: на приготовление пищи на приготовление горячей воды для хозяйственно-бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	На одну койку в год	3200
		9200
Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий		
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни: на выпечку формового хлеба на выпечку подового хлеба, батонов, булок, сдобы на выпечку кондитерских изделий (тортов, пирожных, печенья, пряников и т. п.)	На 1 т изделий	2500
		5450
		7750

Окончание таблицы 6.1

Примечания

- 1 Приведенные нормы расхода теплоты на жилые дома учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях.
- 2 При применении газа для лабораторных нужд школ и других учреждений образования норму расхода теплоты следует принимать в размере 50 МДж в год на одного учащегося.

6.3 При составлении проектов генеральных планов городов и других населенных пунктов разрешается принимать укрупненные показатели потребления газа, м³/год на 1 чел., при теплоте сгорания газа 34 МДж/м³:

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

6.4 Годовые расходы газа на нужды предприятий торговли, бытового обслуживания непромышленного характера и т. п. следует принимать в размере до 5 % суммарного расхода теплоты на жилые дома, приведенного в таблице 6.1.

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

6.6 Годовые расходы теплоты на приготовление кормов и подогрев воды для животных следует принимать по таблице 6.2.

Таблица 6.2

Назначение расходуемого газа	Домашнее животное	Нормы расхода теплоты, МДж
Приготовление кормов для животных с учетом запаривания грубых кормов, корнеплодов и клубнеплодов	Одна лошадь	1700
	Одна корова	8400
	Одна свинья	4200
Подогрев воды для питья и санитарных целей	Одно животное	420

6.7 Объекты газораспределительной системы и газопотребления городов и других населенных пунктов следует рассчитывать на максимальный часовой расход газа на период, определенный в утвержденных генеральных планах, а при их отсутствии — в региональных планах развития промышленности, коммунально-бытового и сельскохозяйственного производства, разработанных органами местного самоуправления и др.

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

$$Q_d^h = K_{\max}^h Q_y, \tag{6.1}$$

где K_{\max}^h — коэффициент часового максимума (коэффициент перехода от годового расхода к максимальному часовому расходу газа);
 Q_y — годовой расход газа, м³/год.

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

Значения коэффициентов часового максимума расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды, в зависимости от численности населения, снабжаемого газом, приведены в таблице 6.3; для бань, прачечных, предприятий общественного питания и предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий — в таблице 6.4.

Таблица 6.3

Количество жителей, снабжаемых газом, тыс. чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления) K_{\max}^h
1	1/1500
2	1/1700
4	1/1800
6	1/1900
10	1/2000
20	1/2200
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 6.4

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
<i>Примечание</i> — Для бань и прачечных значения K_{\max}^h приведены с учетом расхода газа на нужды отопления и вентиляции.	

6.9 Расчетный часовой расход газа для предприятий различных отраслей промышленности и предприятий бытового обслуживания производственного характера (за исключением приведенных в таблице 6.4) следует определять по данным топливопотребления (с учетом изменения КПД при переходе на газовое топливо) или по формуле (6.1), исходя из годового расхода газа с учетом коэффициентов часового максимума по отрасли промышленности, приведенных в приложении Б.

6.10 Для отдельных жилых домов и общественных зданий расчетный часовой расход газа Q_d^h , м³/ч, следует определять по сумме номинальных расходов газа газовыми приборами с учетом коэффициента одновременности их действия по формуле

$$Q_d^h = \sum_{i=1}^m K_{sim} q_{nom} n_j, \tag{6.2}$$

где $\sum_{i=1}^m$ — сумма произведений значений K_{sim} , q_{nom} и n_j от i до m ;

- K_{sim} — коэффициент одновременности, значение которого следует принимать для жилых домов, как приведено в приложении В;
- q_{nom} — номинальный расход газа прибором или группой приборов, принимаемый по паспортным данным или техническим характеристикам приборов, м³/ч;
- n_j — количество однотипных приборов или их групп;
- m — количество типов приборов или их групп.

6.11 Годовые и расчетные часовые расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения следует определять в соответствии с СН 4.02.01, СН 4.02.03.

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

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

7 Наружные газопроводы и сооружения

7.1 Общие указания

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

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

7.1.3 Прокладку наружных газопроводов на территории населенных пунктов следует предусматривать подземной в соответствии с требованиями ТКП 45-3.03-227. Надземная и наземная прокладка наружных газопроводов возможна внутри жилых кварталов и дворов, а также на других отдельных участках трассы.

Прокладку газопроводов по отношению к метрополитену следует предусматривать в соответствии с требованиями ТКП 45-3.03-227.

На территории промышленных предприятий прокладку наружных газопроводов следует осуществлять надземно в соответствии с требованиями ТКП 45-3.01-155.

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

7.1.5 Вводные газопроводы в жилые дома следует предусматривать в нежилые помещения, доступные для осмотра газопроводов.

Вводные газопроводы в общественные здания необходимо предусматривать непосредственно в помещение, где установлены газовые приборы.

Размещение отключающего устройства следует предусматривать снаружи здания на вводе, выход газопровода из земли необходимо выполнять в соответствии с проектной документацией.

7.1.6 Вводные газопроводы в здания промышленных предприятий и другие здания производственного характера следует предусматривать непосредственно в помещение, где находится газоиспользующее оборудование, или в смежное с ним помещение, соединенное с первым открытым проемом. При этом кратность воздухообмена в смежном помещении должна быть не менее, чем в помещении, где установлено газоиспользующее оборудование.

7.1.7 Скрытая прокладка вводных газопроводов низкого давления из медных или нержавеющей трубопроводов после прибора учета расхода газа возможна при условии исключения прямого контакта с отделочными материалами (цементным, штукатурным раствором, теплоизоляцией).

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

7.1.9 Не допускается прокладка вводного газопровода в помещения подвальных этажей, за исключением мини-котельных многоквартирных и блокированных жилых домов; в санитарные узлы, лифтовые помещения, складские помещения, вентиляционные камеры и шахты, помещения мусоросборников, трансформаторных подстанций, распределительных устройств, машинные отделения, а также помещения, относящиеся по взрывной и пожарной опасности к категориям А (за исключением помещений, в которых установлено газоиспользующее оборудование) и Б.

7.1.10 Конструктивные решения вводов следует принимать с учетом требований 7.2.6.

7.1.11 Соединение стальных и полиэтиленовых труб следует предусматривать на сварке или при помощи соединительных деталей.

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

7.1.12 Разъемные соединительные детали полиэтиленовых и стальных труб следует размещать в колодцах.

Разрешается размещение соединения полиэтиленовых труб со стальными над поверхностью грунта при условии защиты полиэтиленовой трубы и соединения футляром с заполнением межтрубного пространства песком.

Не допускается предусматривать в грунте разъемные соединения на стальных газопроводах.

7.1.13 Оповестительные и сигнальные знаки местонахождения газопроводов и сооружений на них устанавливаются в соответствии с [9].

7.2 Подземные газопроводы

7.2.1 Минимальные расстояния по горизонтали от подземных и наземных (в насыпи) газопроводов до зданий (кроме ГРП) и сооружений следует принимать в соответствии с требованиями ТКП 45-3.03-227. Указанные расстояния от зданий ГРП до входящих и выходящих газопроводов не нормируются.

Разрешается уменьшение до 50 % расстояний, указанных в ТКП 45-3.03-227, для газопроводов давлением до 0,6 МПа при прокладке их в стесненных условиях на отдельных участках трассы, а также от газопроводов давлением св. 0,6 МПа до отдельно стоящих нежилых и подсобных строений.

В вышеуказанных случаях на участках сближения и по 5 м в каждую сторону от этих участков все сварные (монтажные) стыки следует проверять неразрушающими методами контроля, а прокладку газопроводов из полиэтиленовых труб на участках сближения и по 5 м в каждую сторону от этих участков необходимо выполнять из труб ПЭ 100 (*SDR* 11).

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

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

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

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

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

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

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

Расстояние от газопровода до железнодорожных путей узкой колеи следует принимать как до трамвайных путей по ТКП 45-3.03-227.

Расстояния от газопроводов до складов и предприятий с легковоспламеняющимися материалами принимаются по ТКП 45-3.01-116, ТКП 45-3.01-155, ТКП 45-3.03-227, но должны быть не менее расстояний, указанных в ТКП 45-3.03-227.

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали от газопроводов до магистральных газопроводов и нефтепроводов целесообразно принимать с учетом [10].

Минимальное расстояние по горизонтали от газопроводов до забора жилых домов в населенных пунктах следует принимать по ТКП 45-3.01-116 как до фундаментов ограждений предприятий.

7.2.2 Минимальные расстояния по горизонтали в свету между газопроводами принимают по ТКП 45-3.03-227.

Возможна совместная прокладка в одной траншее двух и более стальных и полиэтиленовых газопроводов на одном или разных уровнях (ступенями). Количество стальных и полиэтиленовых газопроводов, прокладываемых в одной траншее, принимается проектной организацией из условий возможности производства работ по монтажу, ремонту и техническому обслуживанию газопроводов.

7.2.3 Расстояние по вертикали в свету при пересечении газопроводов всех давлений с подземными инженерными сетями следует принимать не менее 0,2 м, с электрическими сетями — целесообразно принимать по [5], с кабельными линиями связи и радиотрансляционными сетями — в соответствии с ТКП 211.

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

На одном конце футляра в верхней точке уклона (за исключением мест пересечения стенок колодцев), а на нулевых уклонах на любом конце футляра следует предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство.

7.2.5 Глубину прокладки для металлических газопроводов, в которых располагаются полиэтиленовые трубы, и стальных газопроводов следует принимать не менее 0,8 м до верха газопровода, футляра или балластирующего устройства, для полиэтиленовых газопроводов — не менее 1 м до верха трубы, футляра или балластирующего устройства.

При прокладке газопроводов на пахотных и орошаемых землях глубина заложения должна быть не менее 1,2 м до верха трубы.

7.2.6 В местах прохода через наружные стены зданий газопроводы следует заключать в футляры.

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

Концы футляра следует уплотнять эластичным негорючим материалом.

7.2.7 При прокладке газопроводов в грунтах с включением строительного мусора и перегноя следует предусматривать устройство под газопровод основания из песчаного грунта толщиной не менее 0,1 м (над выступающими неровностями основания); засыпку газопровода следует предусматривать таким же грунтом на высоту не менее 0,25 м над верхней образующей трубы.

При прокладке газопровода по заторфованному грунту (торфу) необходимо производить выторфовку с последующим выполнением требований, изложенных в первом абзаце. Объемы выторфовки определяет проектная организация.

При наличии подземных вод в проектной документации должны быть предусмотрены мероприятия по предотвращению всплытия газопровода, если это подтверждается расчетом.

7.2.8 Угол пересечения газопровода с инженерными сетями при подземной прокладке должен составлять 90°. Угол пересечения может быть уменьшен:

— до 30° — при прокладке пересекаемого участка газопровода в футляре;

— до 15° — при прокладке в футляре газопровода в условиях сложившейся застройки на расстоянии не менее 1 м по вертикали с пересекаемыми инженерными сетями.

При отсутствии на участке газопровода, проложенного в футляре, сварных соединений контрольную трубку разрешается не устанавливать.

7.2.9 Трассу газопровода за пределами населенных пунктов следует обозначать опознавательными знаками, установленными не более чем через 500 м на расстоянии 1 м от оси газопровода справа по ходу газа, а также на поворотах, в местах ответвлений и расположения контрольных трубок, и путем укладки сигнально-локализационной ленты (желтого или оранжевого цвета, с несмываемой надписью «Газ») шириной не менее 200 мм с изолированным элементом из коррозионно-стойкой стали (провод сечением не менее 2,5 мм²) над газопроводом на расстоянии 0,6 м от него.

В качестве дополнительного средства обозначения полиэтиленовых газопроводов могут применяться электронные маркеры, которые укладывают на расстоянии не менее чем 0,1 м в характерных точках над газопроводом.

Необходимость того или иного вида обозначения полиэтиленовых газопроводов, а также применения электронных маркеров определяется в проекте.

7.3 Надземные и наземные газопроводы

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

При этом разрешается прокладка:

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

- по стенам общественных зданий и жилых домов IV–V степени огнестойкости — газопроводов низкого давления с условным диаметром труб не более 50 мм, а при размещении регулятора давления газа на наружных ограждающих конструкциях этих зданий — газопроводов давлением до 0,3 МПа — на участках до регуляторов;

- по кровлям жилых, общественных и производственных зданий I–III степени огнестойкости и зданиям с незащищенными металлоконструкциями и наружными ограждающими конструкциями из стальных профилированных листов или других негорючих материалов с утеплителем группы горючести не ниже Г2 с производствами категорий В, Г, Д — газопроводов давлением до 0,3 МПа.

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

Запрещается транзитная прокладка:

- по стенам и покрытиям зданий детских дошкольных учреждений, больниц, учебных заведений и зрелищных учреждений — газопроводов всех давлений;

- по стенам и покрытиям жилых домов — газопроводов среднего и высокого давления;

- через закрытые лоджии, не относящиеся к газифицируемому дому.

Запрещается прокладка газопроводов всех давлений по зданиям категорий А (за исключением зданий ГРП, ГИС и УР) и Б, наружным ограждающим конструкциям из стальных профилированных листов или других негорючих материалов с утеплителем группы горючести ниже Г2, а также по наружным конструкциям, имеющим систему наружного утепления (облицовку) с классом пожарной опасности КНЗ (за исключением зданий классов по функциональной пожарной опасности Ф1.3 и Ф1.4, зданий ГРП, ГИС и УР).

7.3.2 Надземные газопроводы, прокладываемые на территории промышленных предприятий, и опоры для них следует проектировать с учетом требований ТКП 45-3.01-155, а также целесообразно руководствоваться [11].

7.3.3 Газопроводы высокого давления разрешается прокладывать по глухим стенам, над окнами и дверными проемами одноэтажных, а также верхних этажей многоэтажных производственных зданий.

В производственных зданиях и котельных возможна прокладка газопроводов низкого и среднего давления вдоль переплетов неоткрывающихся окон (за исключением окон, используемых в качестве легкосбрасываемых конструкций) и пересечение указанными газопроводами световых проемов, заполненных стеклоблоками.

Расстояние от газопровода до кровли здания должно быть не менее 0,2 м.

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

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

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

7.3.7 Высоту прокладки надземных газопроводов следует принимать в соответствии с требованиями ТКП 45-3.01-155.

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

7.3.8 В местах входа и выхода из земли газопроводы следует заключать в футляр только в случаях, когда возможны их механические повреждения транспортом, передвижением механизмов, грузов и т. п. Высоту футляра принимают из условия обеспечения сохранности газопровода.

7.3.9 Расстояния по горизонтали в свету от надземных газопроводов, проложенных на опорах, и наземных (без обвалования) до зданий и сооружений следует принимать не менее значений, указанных в таблице 7.1.

Таблица 7.1

Здания и сооружения	Расстояние в свету, м, до зданий и сооружений от проложенных на опорах надземных газопроводов и наземных (без обвалования)			
	низкого давления	среднего давления	высокого давления	
			II категории	I категории
Производственные и складские здания категорий А и Б	5*	5*	5*	10*
Производственные и складские здания категорий В, Г и Д	—	—	—	5
Жилые и общественные здания I–III степени огнестойкости	—	—	5	10
Жилые и общественные здания 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
* Для газопроводов ГРП (входящих и выходящих) расстояние не нормируется.				
<p><i>Примечания</i></p> <p>1 Знак «—» означает, что расстояние не нормируется.</p> <p>2 Требования к зданиям с незащищенным металлическим каркасом и ограждающими конструкциями из стальных профилированных листов или других негорючих материалов без утеплителя или с утеплителем группы горючести НГ следует принимать как для зданий II степени огнестойкости.</p>				

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

7.3.11 Расстояния между газопроводами и ВЛ электропередачи, а также кабелями целесообразно принимать по [5].

7.3.12 Расстояния между опорами надземных газопроводов целесообразно определять по [12].

7.3.13 Разрешается предусматривать прокладку на отдельно стоящих опорах, колоннах, эстакадах, этажерках газопроводов с трубопроводами другого назначения согласно ТКП 45-3.01-155.

7.3.14 Совместную прокладку газопроводов с электрическими кабелями и проводами, в том числе предназначенными для обслуживания газопроводов (силовыми, для сигнализации, диспетчеризации, управления задвижками), целесообразно предусматривать по [5].

7.3.15 Прокладку газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам следует предусматривать в случаях, когда это соответствует требованиям СН 3.03.01, при этом прокладку газопроводов следует осуществлять в местах, исключаящих возможность скопления газа (в случае его утечки) в конструкциях моста.

7.4 Переходы газопроводов через водные преграды и овраги

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

7.4.2 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 перпендикулярным динамической оси потока, избегая участки, сложенные скальными грунтами.

7.4.3 Переход газопроводов через водные преграды шириной до 25 м и другие преграды следует выполнять надземно из стальных труб на опорах или подземно из стальных или полиэтиленовых труб, с использованием длинномерных полиэтиленовых труб без соединений (кроме соединений с 3Н) с применением метода горизонтально-направленного бурения или другого технологического приема, предусмотренного проектным решением.

При надземном переходе на выходе газопровода из земли необходимо устанавливать стальные футляры длиной 1,1 м, в которых размещаются неразъемные соединения полиэтилен — сталь. Высота выхода полиэтиленовой трубы на поверхность земли до перехода на стальную трубу должна быть не более 0,8 м.

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

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

— закольцованных газопроводов, если при отключении подводного перехода обеспечивается бесперебойное снабжение газом потребителей;

— тупиковых газопроводов к промышленным потребителям, если данные потребители могут перейти на другой вид топлива на период ремонта подводного перехода.

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

— для газоснабжения потребителей, не допускающих перерывов в подаче газа;

— при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню ГВВ при обеспеченности 10 % и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 сут;

— на водных преградах с неустойчивым дном и берегами.

7.4.6 Минимальные расстояния по горизонтали от мостов до подводных и надводных газопроводов в местах перехода их через водные преграды следует принимать по таблице 7.2.

Таблица 7.2

Водные преграды	Тип моста	Расстояние по горизонтали, м, между газопроводом и мостом при прокладке газопровода			
		выше моста по течению реки		ниже моста по течению реки	
		от надводного газопровода	от подводного газопровода	от надводного газопровода	от подводного газопровода
Судоходные замерзающие	Все типы	Целесообразно принимать по [10]		50	50
Судоходные незамерзающие		50	50	50	50
Несудоходные замерзающие	Многопролетные	Целесообразно принимать по [10]		50	50
Несудоходные незамерзающие		20	20	20	20
Несудоходные для газопроводов давления: низкого среднего и высокого	Одно- и двухпролетные	2	20	2	10
		5	20	5	20

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

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

7.4.9 Расстояния между осями параллельных газопроводов на подводных переходах следует принимать не менее 30 м, кроме переходов, выполненных методом горизонтально-направленного бурения.

На несудоходных реках с руслом, не подверженным размыву, а также при пересечении водных преград в пределах населенного пункта при строительстве газопроводов открытым способом может предусматриваться укладка двух газопроводов в одну траншею. В этом случае расстояние между газопроводами в свету должно быть не менее 0,5 м.

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

7.4.10 Прокладку газопроводов на подводных переходах следует предусматривать с заглублением в дно пересекаемых водных преград. Проектную отметку верха забалластированного газопровода следует принимать не менее 0,5 м, а на переходах через судоходные и сплавные реки — не менее 1,0 м ниже прогнозируемого профиля дна, определяемого с учетом возможного размыва русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода. При прокладке газопровода методом наклонно-направленного бурения отметка должна находиться не менее чем на 2,0 м ниже прогнозируемого профиля дна.

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

Крутизну откосов подводных траншей целесообразно принимать по [13].

7.4.12 Расчет подводных газопроводов против всплытия (на устойчивость) и их балластировку целесообразно выполнять по [10].

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

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

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

7.5 Переходы газопроводов через железнодорожные и трамвайные пути и автомобильные дороги

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

Пересечения газопроводов с железнодорожными и трамвайными путями, а также с автомобильными дорогами следует предусматривать под прямым углом.

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

- | | |
|----|--|
| 50 | — до мостов, труб, тоннелей и пешеходных мостов и тоннелей (с большим скоплением людей) на железных дорогах; |
| 3 | — до опор контактной сети. |

При проектировании переходов газопроводов через железные дороги общего пользования кроме требований настоящего раздела целесообразно руководствоваться [14]; через трамвайные пути — СН 3.03.02; через транспортные пути промышленных предприятий — ТКП 45-3.01-155.

7.5.2 Прокладку подземных газопроводов всех давлений в местах пересечений с железнодорожными путями, магистральными улицами и дорогами категорий I–III следует предусматривать в стальных футлярах. Необходимость устройства футляров на газопроводах при пересечении дорог категорий IV–V, а также улиц местного значения определяется проектом. Футляры должны соответствовать требованиям к прочности и долговечности.

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

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

В межтрубном пространстве футляра возможна прокладка эксплуатационного кабеля связи, телемеханики, телефона, дренажного кабеля электрозащиты, предназначенных для обслуживания объектов газораспределительной системы и газопотребления.

7.5.3 Концы футляра следует выводить на расстояние, м, не менее:

- 3,0 — от крайнего водоотводного сооружения земляного полотна железной дороги промышленного предприятия (кювета, канавы, резерва);
целесообразно принимать по [14] — при пересечении с железной дорогой общего пользования;
- 3,0 — от крайнего рельса пути промышленного предприятия;
в соответствии с требованиями СН 3.03.02 — при пересечении с трамвайными путями;
- 2,0 — от края проезжей части улиц;
- 3,5 — от края проезжей части автомобильных дорог.

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

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

а) под железными дорогами общего пользования — целесообразно руководствоваться [14], под трамвайными путями — целесообразно руководствоваться СН 3.03.02;

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

- 1,0 — при производстве работ открытым способом;
- 1,5 — то же методом продавливания, горизонтального бурения или щитовой проходки;
- 2,5 — “ методом прокола;
- 0,6 — от дна водоотводных сооружений указанных дорог.

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

Расстояние по вертикали от верха покрытия проезжей части до верха газопровода или футляра под дорогами на территории промышленных предприятий следует принимать в соответствии с требованиями ТКП 45-3.01-155. Толщину стенок труб газопроводов необходимо принимать на 3 мм больше расчетной.

7.5.5 Высоту прокладки надземных газопроводов в местах пересечения с электрифицированными и неэлектрифицированными железнодорожными путями, трамвайными путями, автомобильными дорогами, контактной сетью троллейбуса следует принимать в соответствии с требованиями ТКП 45-3.01-155.

7.6 Размещение отключающих устройств на газопроводах

7.6.1 Отключающие устройства на газопроводах следует предусматривать:

- на вводах в жилые, общественные, производственные здания или группу смежных зданий, перед наружными газопотребляющими установками;
- на отдельных вводах и ответвлениях от вводов в жилые, общественные и производственные здания к газопотребляющим установкам, размещаемым на покрытиях этих зданий;
- для отключения каждого стояка жилых зданий независимо от этажности;
- на вводах в ГРП, ШРП и КРД, а также на выходе из ГРП, ШРП;

- на ответвлениях от уличных газопроводов к отдельным микрорайонам, кварталам, группам жилых домов или отдельным домам при количестве квартир более 400;
- для отключения отдельных участков газопроводов с целью обеспечения безопасности и надежности газоснабжения;
- при пересечении водных преград двумя и более нитками, а также одной ниткой при ширине водной преграды 75 м и более при меженном горизонте;
- при пересечении железных дорог общей сети и автомобильных дорог I и II категории.

Отключающие устройства могут не предусматриваться:

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

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

На подземных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать в колодцах, непосредственно в грунте или наземно в ограждении.

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

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

7.6.4 В местах установки фланцевой запорной арматуры следует предусматривать компенсирующие или другие устройства, обеспечивающие возможность ее замены в процессе эксплуатации газопровода. Установку стальной запорной арматуры следует предусматривать как на сварке, так и на фланцах.

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

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

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

0,5 — для газопроводов низкого давления по горизонтали.

Примечание — При модернизации и капитальном ремонте разрешается уменьшение расстояния до дверного проема до 0,25 м;

3,0 — для газопроводов среднего давления по горизонтали;

5,0 — для газопроводов высокого давления II категории по горизонтали;

1,0 — для газопроводов-вводов среднего давления в жилые дома с применением комбинированных (домовых) регуляторов, устанавливаемых на стене в защитном кожухе, ящике, шкафу по горизонтали.

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

Расстояние по горизонтали от крайнего провода ВЛ до ограды наземно устанавливаемого отключающего устройства на подземном газопроводе в местах его пересечения с ВЛ должно быть не менее высоты опоры ВЛ. Установка отключающего устройства под ВЛ электропередачи и связи не допускается.

Отключающие устройства наземной установки следует размещать на расстоянии, м, не менее:

40 — от оси крайнего пути железных дорог общего пользования;

6 — то же промышленных предприятий;

25 — от подошвы земляного полотна автомобильных дорог I–III категории.

Отключающие устройства, предусмотренные к установке на стенах жилых, общественных и производственных зданий, следует располагать на высоте не менее 2,0 м от отмостки зданий.

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

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

Отключающие устройства газопотребляющих установок, размещаемых на покрытиях зданий, следует предусматривать на стенах этих зданий на выходе газопровода из земли на высоте от 1,8 до 2 м и на покрытии здания на вводе газопровода в помещение газопотребляющего оборудования (крышной котельной). Отключающие устройства ГРП, размещаемых на покрытиях производственных зданий, разрешается устанавливать на стенах этих зданий на выходе газопровода из земли. Отключающие устройства перед и после ШРП следует предусматривать на расстоянии не более 20 м от него.

7.6.9 Отключающие устройства, предусмотренные согласно 7.6.1 к установке на переходах газопроводов через водные преграды, следует размещать на берегах на отметках не ниже отметок ГВВ при обеспеченности 10 % и выше отметок ледохода. При этом на закольцованных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать на обоих берегах, а на тупиковых одиночных газопроводах — на одном берегу, до перехода (по ходу газа).

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

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

7.7 Сооружения на газопроводах

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

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

7.7.2 Наземные отключающие устройства диаметром 400 мм и более следует устанавливать на фундаментные плиты, укладываемые на уплотненное основание. Шкафы и ограды следует проектировать из негорючих материалов.

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

7.8 Защита от коррозии

7.8.1 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 настоящего подраздела, ГОСТ 9.602, других ТНПА.

Материал для защитных покрытий должен соответствовать требованиям раздела 15.

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

- в пределах населенных пунктов с интервалом между ними не более 200 м;
- вне территории населенных пунктов то же не более 500 м;
- в местах пересечения подземных газопроводов между собой, а также с другими подземными металлическими инженерными сетями (кроме силовых электрокабелей), рельсовыми путями электрифицированного транспорта (при пересечении более двух рельсовых путей — по обе стороны пересечения);
- при переходе газопроводов через водные преграды по обе стороны от пересечения.

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

Не требуется установка стационарных медносульфатных электродов на контрольно-измерительных пунктах при сопротивлении грунта св. 150 Ом, за исключением переходов через водные преграды.

7.8.3 Конструкцию контрольно-измерительного пункта выбирают в зависимости от места его установки на трассе газопровода. При этом следует предусматривать установку контрольно-измерительных пунктов с применением переносного электрода сравнения, а на первом и последнем, а также каждом втором пунктах — стационарного электрода сравнения.

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

7.8.4 При электрохимической защите газопроводов следует предусматривать 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.

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

При переходе подземного газопровода в надземный вместо установки ИФС могут применяться электроизолирующие прокладки на опорах надземного участка газопровода.

7.8.5 Размещение ИФС следует предусматривать на наружных газопроводах на высоте не более 2,2 м и на расстоянии от дверных и оконных проемов, принимаемом для запорной арматуры согласно 7.6.6, или в колодцах. ИФС в колодцах должны быть оборудованы устанавливаемыми вне колодца контактными устройствами для шунтирования ИФС инвентарными перемычками (на время выполнения работ в колодцах).

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

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

7.8.8 Протекторы, применяемые для защиты стальных резервуаров СУГ от коррозии, разрешается предусматривать в качестве основных заземлителей защиты от прямых ударов молнии. При этом следует руководствоваться требованиями ТКП 336.

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

Для футляров, расположенных непосредственно в грунтах высокой коррозионной агрессивности или в зонах опасного действия блуждающих токов, следует предусматривать дополнительно катодную поляризацию.

Необходимость обеспечения катодной поляризации металлических футляров газопроводов из полиэтиленовых труб определяется проектной организацией в соответствии с ГОСТ 9.602.

7.8.10 Надземные газопроводы следует защищать от атмосферной коррозии покрытием, состоящим из двух слоев краски, лака или эмали по огрунтованному слою, предназначенных для наружных работ при расчетной температуре наружного воздуха в районе строительства.

7.9 Газопроводы из полиэтиленовых труб

7.9.1 При проектировании газопроводов следует применять трубы и соединительные детали, имеющие одинаковое значение показателей номинальной толщины стенки (далее — *SDR*) и минимальной длительной прочности полиэтилена, использованного для изготовления труб и соединительных деталей (далее — *MRS*).

Строительство межпоселковых полиэтиленовых газопроводов с давлением св. 0,6 до 1,2 МПа следует выполнять из полиэтиленовых труб из ПЭ 100 *SDR* 9.

Трубы из полиэтилена для газопроводов выбирают с учетом коэффициента запаса прочности $C \geq 2,0$, условий эксплуатации в соответствии с СТБ ГОСТ Р 50838 (приложение А) и требований настоящих строительных норм.

7.9.2 Область применения полиэтиленовых труб для прокладки газопроводов (в зависимости от состава и давления газа) следует принимать в соответствии с таблицей 7.3.

Таблица 7.3

Давление газа, МПа, не более, для труб		Область применения полиэтиленовых труб	Газы, допустимые для транспортирования
ПЭ 80	ПЭ 100		
0,3	0,3; 0,6	Газопроводы на территории городов и других населенных пунктов, в том числе для реконструкции подземных стальных газопроводов	Природные газы по ГОСТ 5542, а также газовоздушные смеси, не содержащие ароматических и хлорированных углеводородов
0,3; 0,6	1,2	Газопроводы между населенными пунктами, в том числе для реконструкции подземных стальных газопроводов	

7.9.3 Применяемые в проектах газоснабжения полиэтиленовые трубы (в том числе профилированные), соединительные детали (фитинги), арматура, устройства, приборы и оборудование для производства сварочных работ должны соответствовать требованиям ТНПА.

При использовании труб из полиэтилена для газопроводов должны соблюдаться следующие условия:

- при размещении соединительных деталей (фитингов) на кривой радиус упругого изгиба для газопроводов диаметром до 110 мм должен быть от 100 до 125 наружных диаметров трубы;
- минимальная толщина стенки полиэтиленовой трубы должна быть не менее 3 мм.

7.9.4 Толщина стенки полиэтиленовой трубы (в том числе профилированной) характеризуется стандартным размерным отношением номинального наружного диаметра к *SDR*, которое следует определять в зависимости от давления в газопроводе, марки полиэтилена и коэффициента запаса прочности по формуле

$$SDR = \frac{2MRS}{MOP \cdot C} + 1, \tag{7.1}$$

где *MRS* — минимальная длительная прочность полиэтилена, МПа (для ПЭ 80 и ПЭ 100 составляет 8,0 и 10,0 МПа соответственно);

MOP — рабочее давление газа, МПа, соответствующее максимальному значению давления для данной категории газопровода;

C — коэффициент запаса прочности; определяют в зависимости от условий работы газопровода по СТБ ГОСТ Р 50838 (приложение А, таблица А.1).

Тип полиэтилена и *SDR* трубы принимают по таблице 7.4 в зависимости от максимального рабочего давления в новом газопроводе и газопроводе, подлежащем реконструкции, условий эксплуатации и принятого с их учетом расчетного значения коэффициента запаса прочности.

Таблица 7.4

Максимальное рабочее давление, МПа	Расчетное значение коэффициента запаса прочности <i>C</i>									
	Трубы из ПЭ 80 с <i>SDR</i>					Трубы из ПЭ 100 с <i>SDR</i>				
	17,6	17	13,6	11	9	17,6	17	13,6	11	9
0,3	3,2	3,3	4,2	5,3	6,7	4,0	4,2	5,3	6,7	8,3
0,4	2,4	2,5	3,2	4,0	5,0	3,0	3,1	4,0	5,0	6,2
0,6	—	—	2,1	2,7	3,3	2,0	2,1	2,6	3,3	4,2
0,8	—	—	—	2,0	2,5	—	—	—	2,5	3,1
1,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,5
1,2	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,1

7.9.5 Гидравлический расчет полиэтиленовых газопроводов следует производить в соответствии с приложением Г.

7.9.6 Минимальные расстояния по горизонтали в свету от полиэтиленовых газопроводов до зданий и сооружений следует принимать как для стальных газопроводов в соответствии с требованиями ТКП 45-3.03-227.

Минимальное расстояние по горизонтали в свету, м, от полиэтиленовых газопроводов давлением св. 0,6 до 1,2 МПа до фундаментов зданий и сооружений следует принимать не менее:

- | | |
|----|---|
| 15 | — для газопроводов диаметром до 300 мм; |
| 25 | — то же св. 300 мм. |

7.9.7 Минимальные расстояния по вертикали в свету между полиэтиленовыми газопроводами давлением до 0,6 МПа и другими подземными инженерными коммуникациями следует принимать как для стальных газопроводов.

Минимальное расстояние по вертикали в свету между газопроводом давлением св. 0,6 до 1,2 МПа и подземными коммуникациями, кроме силовых кабелей и кабелей связи, в местах их пересечения следует принимать не менее 0,4 м.

7.9.8 Глубину прокладки полиэтиленовых газопроводов следует принимать по 7.2.5.

7.9.9 Соединения полиэтиленовых газопроводов давлением до 1,0 МПа со стальными могут быть разъёмными или неразъёмными, а давлением от 1,0 до 1,2 МПа — только неразъёмными.

Разъёмные соединения выполняются на фланцах и размещаются в колодцах.

Неразъёмные соединения выполняются с использованием неразъёмных соединительных деталей полиэтилен — сталь и размещаются в грунте.

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

При реконструкции стальных газопроводов необходимо предусматривать защиту от электрохимической коррозии стальных вставок, вводов и других металлических участков газопровода.

7.9.10 При реконструкции стальных газопроводов разрешается использование полиэтиленовых профилированных труб и полиэтиленовых труб из ПЭ 80 или ПЭ 100 *SDR 17/17,6*; *SDR 11*.

Для присоединения ответвлений газопровода к полиэтиленовой профилированной трубе используют седельные ответвления с гибким основанием, обеспечивающим плотное прижатие к наружной поверхности трубы. Возможно использование седельных ответвлений с жестким основанием при условии совпадения диаметров трубы и основания.

7.9.11 Полиэтиленовые газопроводы при пересечении необходимо прокладывать ниже тепловых сетей в футляре. При прокладке тепловых сетей из предварительно термоизолированных пенополиуретаном в полиэтиленовой оболочке труб в каналах или стальных футлярах возможна прокладка полиэтиленовых газопроводов в футляре над тепловыми сетями. Расстояние от тепловых сетей до газопровода определяется из условия недопустимости нагрева полиэтиленовых труб выше температуры, устанавливаемой для используемой марки полиэтилена.

7.9.12 Повороты линейной части газопровода в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует выполнять полиэтиленовыми отводами или упругим изгибом с радиусом не менее 25 наружных диаметров трубы, включая прокладку длинномерных труб диаметром до 110 мм при условии расчета криволинейных участков газопровода на углах поворота, а диаметром св. 110 мм — отводами.

Повороты линейной части газопровода из полиэтиленовых труб с *SDR 9* в горизонтальной и вертикальной плоскостях следует выполнять полиэтиленовыми отводами или упругим изгибом с радиусом не менее 60 диаметров.

7.9.13 Полиэтиленовые трубы при толщине стенки трубы не менее 5 мм необходимо соединять между собой сваркой встык или деталями с ЗН, при толщине стенки менее 5 мм — только деталями с ЗН.

Соединение газопроводов из полиэтиленовых труб давлением св. 0,6 МПа следует выполнять деталями с ЗН.

На узлы соединения газопроводов с применением соединительных деталей (фитингов) с ЗН не распространяются требования, предъявляемые к сварному стыку (сварному соединению).

7.9.14 При пересечении газопроводом водных преград, железнодорожных и трамвайных путей, автомобильных дорог I–IV категории, магистральных улиц, а также при прокладке газопроводов на обводненных и заболоченных участках (болота I и II типа) и на местности с уклоном от 1:5 (20 %) до 1:2 (50 %) следует применять трубы с *SDR 11* и *SDR 9*.

7.9.15 При пересечении автомобильных дорог (кроме дорог I–II категории), улиц (кроме магистральных улиц общегородского значения), трамвайных путей, подъездных железных дорог промышленных предприятий, каналов, коллекторов, тоннелей материал футляра следует выбирать в зависимости от способа прохода. При производстве работ методом продавливания или прокола необходимо применять стальные футляры, методом наклонно-направленного или горизонтального бурения — полиэтиленовые футляры, открытым способом — неметаллические футляры (асбестоцементные, железобетонные, полиэтиленовые). Рекомендуемые минимальные наружные диаметры футляров из стальных труб с учетом возможности размещения неразъемных соединений полиэтилен — сталь приведены в таблице 7.5, футляров из неметаллических труб — в таблице 7.6.

Таблица 7.5

В миллиметрах

Диаметр газопровода	Минимальный диаметр футляра для		Толщина стенки футляра при способе прокладки	
	плети газопровода	размещения неразъемных соединений	открытом	продавливанием или проколом
20	40	50	3	4
25	57	57	3	4
32	57	57	3	4
40	76	76	4	5
50	89	108	4	5
63	108	159	4	5
75	114	159	5	5
90	127	219	5	6
110	159	219	5	6
125	159	219	5	7
140	219	273	6	7
160	219	273	7	8
180	219	273	7	8
200	273	325	8	9
225	273	325	8	9
250	325	377	8	9
280	325	377	8	9
315	377	426	8	9

При прокладке газопроводов без защитных футляров глубина заложения газопроводов в местах пересечений улиц, проездов и т. д. должна быть не менее 1,5 м до верха трубы.

7.9.16 При прокладке полиэтиленовых газопроводов на обводненных участках, заполненных водой выше верхней образующей газопровода, и заболоченных участках (болота I и II типа) следует предусматривать мероприятия по предупреждению всплытия газопроводов. Для обеспечения устойчивого положения газопровода (закрепления его на проектных отметках) необходимо предусматривать специальные конструкции и устройства (пригрузы) для балластировки.

Балластирующие устройства с использованием грунта, цементно-песчаной смеси, бетона, анкеров и др. должны быть равномерно распределены по длине газопровода. Не допускается располагать пригрузы (анкеры) на сварных соединениях.

Вес засыпки подземных газопроводов грунтом на обводненных участках при расчете их балластировки не учитывается.

Таблица 7.6

В миллиметрах

Диаметр газопровода	Минимальный диаметр футляра из		
	полиэтиленовых труб <i>SDR 11</i> (СТБ ГОСТ Р 50838)	асбестоцементных труб	поливинилхлоридных труб типа «ОТ» исполнения <i>К</i>
20	40	100	40
25	50	100	50
32	63	100	63
40	75	100	90
50	90	100	75
63	110	100	90
75	110	200	110
90	140	200	140
110	160	200	160
125	180	200	180
140	200	250	225
160	225	250	225
180	250	300	250
200	280	300	280
225	315	300	315
250	315	300	315
280	355	—	—
315	400	—	—

7.9.17 Трасса газопровода предусматривается преимущественно вне проезжей части территории, с учетом возможного вскрытия траншей в период интенсивных деформаций земной поверхности в результате горных выработок.

При прокладке следует применять трубы из полиэтилена ПЭ 100 с *SDR 11*, *SDR 9*.

Для газопроводов, прокладываемых вне зоны перспективной застройки, давление газа должно быть не выше 0,6 МПа, на территории городов и населенных пунктов — не выше 0,3 МПа.

Сварку газопроводов на подрабатываемой территории следует производить с использованием соединений с ЗН.

7.9.18 При переходе подземного газопровода в надземный возможен выход полиэтиленового газопровода из земли на высоту не более 0,8 м при условии заключения полиэтиленовой трубы с узлом соединения полиэтилен — сталь в стальной футляр с заполнением межтрубного пространства песком.

7.9.19 На местности с пучинистыми грунтами разрешается прокладка полиэтиленовых газопроводов ниже зоны сезонного промерзания.

8 Газорегуляторные пункты, шкафные газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки

8.1 Для снижения давления газа и поддержания его на заданных уровнях в системах газоснабжения следует предусматривать ГРП, ШРП, ГРУ и домовые КРД газа со встроенными предохранительными устройствами.

Применение других устройств и установок, обеспечивающих заданные параметры газа на выходе, определяется проектной и газоснабжающей организациями.

8.2 Размещение газорегуляторного пункта, шкафного газорегуляторного пункта

8.2.1 ГРП и ШРП в зависимости от назначения и технической целесообразности следует предусматривать:

- в отдельно стоящих зданиях и объемных блоках полной заводской готовности;
- в пристройках (к газифицируемым производственным зданиям, котельным и общественным зданиям с помещениями производственного характера);
- встроенными в одноэтажные производственные здания или котельные (кроме помещений, расположенных в подвальных и цокольных этажах);
- в шкафах на наружных стенах газифицируемых зданий или на отдельно стоящих опорах из негорючих материалов;
- на покрытиях газифицируемых производственных зданий I–II степени огнестойкости с негорючим утеплителем и зданий с незащищенным металлическим каркасом и ограждающими конструкциями из стальных профилированных листов или других негорючих материалов без утеплителя или с утеплителем группы горючести НГ;
- на огражденных площадках под навесом на территории промышленных предприятий, сельскохозяйственных и сезонных потребителей, если при этом обеспечивается нормальная работа технологического оборудования и КИП по климатическим условиям.

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

8.2.2 Отдельно стоящие ГРП (ШРП) следует размещать в зоне зеленых насаждений, внутри жилых кварталов и на территории предприятий на расстоянии не менее приведенного в таблице 8.1.

Расстояние от ГРП (ШРП) и узлов учета ГРП (ШРП) до зданий, к которым разрешается пристраивать или встраивать ГРП (ШРП), не регламентируется.

Таблица 8.1

Давление газа, МПа, на вводе в ГРП (ШРП)	Расстояние в свету, м, от отдельно стоящих ГРП (ШРП) по горизонтали до			
	зданий и сооружений	железнодорожных и трамвайных путей (до ближайшего рельса)	автомобильных дорог (до обочины)	ВЛ электропередачи
До 0,6 включ.	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры
Св. 0,6 до 1,2 включ.	15	15	8	
<p><i>Примечания</i></p> <p>1 Расстояние следует принимать от наружных стен зданий или шкафа ГРП (ШРП), а при расположении оборудования на открытой площадке — от края ограждения.</p> <p>2 Расстояние от ГРП (ШРП) до узлов учета расхода газа, располагаемых в отдельно стоящих зданиях или в шкафах на отдельно стоящих опорах принимают как от зданий и сооружений.</p> <p>3 Расстояние от отдельно стоящего ШРП при давлении газа на вводе до 0,3 МПа до зданий и сооружений не нормируется.</p> <p>4 Расстояние между ГРП (ШРП), между ГРП (ШРП) и пунктами учета газа принимают как до зданий и сооружений, за исключением пунктов учета газа, относящихся к данному ГРП (ШРП).</p> <p>5 Расстояние от ГРП (ШРП) и узлов учета газа до улиц и дорог местного значения разрешается уменьшать до 50 % от приведенных в таблице расстояний до автомобильных дорог.</p> <p>6 Расстояние от наружных стен ГРП (ШРП) пунктов учета газа или их ограждений при наличии выносных технических устройств, входящих в состав ГРП (ШРП) и размещаемых в пределах их ограждений, до стволов деревьев следует принимать не менее 4,0 м.</p>				

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

8.2.4 ГРП с входным давлением газа не выше 0,6 МПа разрешается пристраивать к производственным зданиям не ниже I–II степени огнестойкости, категорий В, Г и Д, а также к отдельно стоящим зданиям газифицируемых котельных, бань, прачечных, предприятий химчистки и других аналогичных объектов.

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

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

Производственные здания, в которых предусматривается размещение встроенных ГРП, должны иметь указанные выше степень огнестойкости и категорию помещений. Встроенные ГРП предусматривают с входным давлением газа не выше 0,6 МПа.

Объемно-блочные ГРП с незащищенным металлическим каркасом и ограждающими конструкциями из стальных профилированных листов или других негорючих листовых материалов с утеплителем групп горючести НГ, устанавливаемые в городах, поселках городского типа и в сельской местности, следует размещать на расстоянии, м, не менее:

- 10 — от зданий и сооружений I–III степени огнестойкости;
- 15 — от зданий и сооружений IV–V степени огнестойкости;
- приведенного в таблице 8.1 — от железнодорожных и трамвайных путей, автомобильных дорог, ВЛ электропередачи.

Расстояния от объемно-блочных ГРП в железобетонном исполнении до зданий должны быть не менее приведенных в таблице 8.1.

8.2.5 ШРП разрешается устанавливать:

— на наружных стенах газифицируемых зданий не ниже III степени огнестойкости и зданий с незащищенным металлическим каркасом и ограждающими конструкциями из стальных профилированных листов или других негорючих материалов без утеплителя или с утеплителем группы горючести НГ категорий В, Г и Д (кроме стен из панелей с металлической обшивкой и негорючим утеплителем) промышленных (в том числе котельных), сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера при давлении газа на вводе в ГРП до 0,6 МПа и на стенах жилых домов — при давлении газа на вводе в ГРП до 0,3 МПа;

— на покрытиях зданий не ниже II степени огнестойкости и зданий с незащищенным металлическим каркасом и ограждающими конструкциями из стальных профилированных листов или других негорючих материалов без утеплителя или с утеплителем группы горючести НГ с газифицируемыми крышными котельными, а также на ограждающих конструкциях (стенах) этих котельных при давлении газа на входе в ГРП до 0,3 МПа.

Расстояние от шкафа до окна, двери и других проемов котельной и выходов на кровлю должно быть не менее 3 м. ШРП с входным давлением газа св. 0,6 до 1,2 МПа на наружных стенах зданий устанавливать не допускается.

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

8.2.6 Отдельно стоящие здания ГРП, кроме объемно-блочных ГРП, должны быть одноэтажными, I–II степени огнестойкости, бесподвальными, с совмещенной кровлей.

Для отдельно стоящих зданий ГРП разрешается устройство скатных кровель, при этом перекрытие ГРП должно быть газонепроницаемым. В пространстве, образованном скатной кровлей, с противоположных сторон должны быть предусмотрены продухи (отверстия) живым сечением не менее 0,3 м² каждый. Швы сопряжения кирпичных стен и фундаментов всех помещений ГРП должны быть перевязаны.

Противопожарные преграды, разделяющие помещения ГРП, следует предусматривать в соответствии с ТКП 45-2.02-315.

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.

Технологические помещения отдельно стоящих, пристроенных и встроенных ГРП должны отвечать требованиям, установленным в ТКП 45-2.02-315 и ТКП 45-3.02-90 для помещений категории А.

8.2.7 Необходимость отопления помещения ГРП следует определять в зависимости от климатических условий, влажности транспортируемого газа и конструкции применяемого оборудования и КИП.

Максимальная температура теплоносителя не должна превышать 130 °С. Отопительное оборудование для ГРП следует устанавливать в изолированном помещении, имеющем самостоятельный выход наружу. Для отопления разрешается использовать газовое и электрическое оборудование. В блочных ГРП, выполненных из легких металлоконструкций с негорючим утеплителем, предел огнестойкости перегородки между технологическим помещением и помещением, в котором установлено отопительное оборудование, не нормируется. В таких зданиях эти помещения должны отделяться двумя перегородками с воздушной вентилируемой зоной не менее 150 мм между ними.

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

При реконструкции в помещении мини-котельной ГРП возможна установка электрооборудования системы телемеханики (телеметрии).

8.2.8 Во всех помещениях ГРП, кроме мини-котельной, следует предусматривать естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее чем трехкратный воздухообмен в 1 ч, и освещение: в технологическом помещении — естественное и искусственное, в остальных помещениях — искусственное.

8.3 Размещение газорегуляторной установки

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

8.3.2 ГРУ следует размещать в газифицируемых зданиях вблизи от вводного газопровода непосредственно в помещении, где находится газоиспользующее оборудование, или в смежном помещении, соединенных с ними открытыми проемами. При этом смежное помещение должно иметь не менее чем трехкратный воздухообмен в 1 ч. Размещение ГРУ в помещениях категорий А, Б и В не допускается, за исключением помещений ГРП, ГРС, ГИС и УР.

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

Размещение ГРУ под лестничными маршами не допускается.

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

8.4 Оборудование газорегуляторного пункта, шкафного газорегуляторного пункта и газорегуляторной установки

8.4.1 В ГРП и ГРУ следует предусматривать установку фильтра, ПЗК, регулятора давления газа, ПСК, запорной арматуры, КИП, приборов учета расхода газа при необходимости, а также устройство обводных газопроводов (байпасов).

ПСК для ШРП разрешается выносить за пределы шкафа.

Установку ПЗК в ГРП или ГРУ промышленных предприятий не предусматривают, если по условиям производства не допускаются перерывы в подаче газа. В этих случаях необходимо устройство сигнализации об изменении давления газа сверх или ниже допустимых пределов с выводом сигнала в помещение дежурного персонала.

Если подача газа на предприятие осуществляется через ГРП и протяженность газопровода от ГРП до ГРУ не превышает 1000 м, установка фильтров в ГРУ может не предусматриваться.

Разрешается не предусматривать устройства байпаса в ШРП при газоснабжении индивидуально-го дома и мини-котельной.

8.4.2 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 давлением на входе св. 0,6 МПа и пропускной способностью более 5000 м³/ч, а также на ГРП и ШРП, предназначенных для газоснабжения жилищного фонда, следует предусматривать две нитки редуцирования и байпас на основной линии.

8.4.3 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.

Для газоснабжения жилищного фонда необходимость установки регуляторов давления с одинаковой пропускной способностью на каждой из двух линий редуцирования тупиковых ГРП и ШРП должна решаться индивидуально в каждом конкретном случае проектной и эксплуатирующей организациями.

В качестве регулирующего устройства в ГРП промышленных предприятий при максимальном расчетном расходе газа 50 000 м³/ч и более разрешается применять регулирующие заслонки.

8.4.4 Установку ПЗК следует предусматривать перед регулятором давления.

Установку ПСК необходимо предусматривать за регуляторами давления или после расходомера при его наличии.

Перед ПСК следует предусматривать отключающее устройство.

8.4.5 Проверку пропускной способности ПСК следует производить в соответствии с [4].

Количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять:

а) при наличии перед регулятором давления ПЗК — по неравенству

$$Q \geq 0,0005Q_d, \quad (8.1)$$

где Q — количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение 1 ч, м³/ч (при 0 °С и 0,10132 МПа);

Q_d — расчетная пропускная способность регулятора давления, м³/ч (при 0 °С и 0,10132 МПа);

б) при отсутствии перед регулятором давления ПЗК — по неравенствам:

— для регуляторов давления с золотниковыми клапанами

$$Q \geq 0,01Q_d; \quad (8.2)$$

— для регулирующих заслонок с электронными регуляторами

$$Q \geq 0,02Q_d. \quad (8.3)$$

Если в ГРП (ГРУ) необходимо установить параллельно несколько регуляторов давления, количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять по неравенству

$$Q' \geq Qn, \quad (8.4)$$

где Q' — необходимое суммарное количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение 1 ч, м³/ч (при 0 °С и 0,10132 МПа);

Q — количество газа, подлежащего сбросу ПСК в течение 1 ч для каждого регулятора, м³/ч (при 0 °С и 0,10132 МПа);

n — количество регуляторов давления газа, шт.

8.4.6 В ГРП и ГРУ следует предусматривать установку показывающих и регистрирующих приборов для измерения входного и выходного давления и температуры газа. В ШРП может не предусматриваться установка регистрирующих приборов.

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

Разрешается не устанавливать регистрирующие приборы давления газа в ГРП, входящие в состав АСУТП и ТМ, а также в ГРУ и других ГРП в зависимости от их функционального назначения и расположения в системе газоснабжения при выполнении телемеханических (телеметрических) функций измерения текущего давления газа на входе и выходе из ГРП и температуры газа по решению проектной организации.

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

Продувочные трубопроводы следует размещать:

— на входном газопроводе после первого отключающего устройства;

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

— на участках газопровода с оборудованием, отключаемым для производства профилактического осмотра и ремонта, а также после регулятора давления первой ступени редуцирования.

Условный диаметр продувочного трубопровода должен быть не менее 20 мм.

Разрешается объединять продувочные трубопроводы одинакового давления в общий продувочный трубопровод.

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

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

Продувочные и сбросные трубопроводы должны иметь минимальное число поворотов. На концах продувочных и сбросных трубопроводов следует предусматривать устройства (зонты), исключающие попадание атмосферных осадков в эти трубопроводы. Конструкция сбросных трубопроводов должна обеспечивать сброс газа вверх и исключать попадание атмосферных осадков в эти трубопроводы.

После отключающего устройства на продувочном трубопроводе следует предусматривать штуцер с краном для отбора пробы.

8.4.8 Трубопроводы, отводящие газ от ПСК ШРП и КРД с номинальным расходом св. 20 м³/ч, устанавливаемых на опорах, следует выводить на высоту не менее 4 м от уровня земли, а при их размещении на стене здания — на 1 м выше карниза здания.

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

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

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

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

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

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

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

Газопроводы ГРП следует окрашивать в цвета согласно ГОСТ 14202.

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

8.4.11 Входные и выходные газопроводы ГРП (за исключением ГРП, располагаемых подземно) следует предусматривать надземными, с проходом через наружную часть зданий, с устройством футляра и установкой изолирующих фланцев. При устройстве подземных входных и выходных газопроводов следует руководствоваться требованиями раздела 7.

8.4.12 Электрооборудование и электроосвещение ГРП следует проектировать в соответствии с требованиями данного раздела, при этом целесообразно руководствоваться [5].

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

Надежность электроснабжения ГРП промышленных предприятий следует определять по основному производству.

8.4.13 Для ГРП следует предусматривать II категорию устройства молниезащиты. При проектировании молниезащиты следует руководствоваться требованиями ТКП 336.

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

8.4.15 Все ГРП, а также ШРП, предназначенные для газоснабжения жилищного фонда, должны быть оснащены комплексом технических средств для задействования их в сети ТМ, телеметрии и АСУТП. Необходимость установки телефонной или радиосвязи определяется газоснабжающей организацией.

8.5 Размещение комбинированных регуляторов

8.5.1 КРД газа следует предусматривать при газоснабжении многоквартирных и блокированных жилых домов; при этом их устанавливают на опорах из негорючих материалов или на наружных стенах указанных домов.

Входное давление газа в КРД не должно превышать 0,3 МПа. Расстояние от комбинированного регулятора, устанавливаемого на опорах, до зданий и сооружений следует принимать не менее 1 м.

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

Разрешается установка КРД при газоснабжении общественных зданий, при условии что номинальный расход газа будет не более 10 м³/ч.

8.5.2 КРД следует устанавливать на высоте не более 2,2 м. При необходимости установки регулятора на большей высоте следует предусматривать площадку для его обслуживания.

8.5.3 Установка КРД под балконами не допускается.

9 Внутренние устройства газоснабжения

9.1 Общие указания

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

Возможность установки газового оборудования и прокладки газопроводов в конкретных зданиях следует определять согласно ТНПА на проектирование соответствующих зданий, а также данным заводских паспортов и инструкций, определяющим область и условия его применения.

Примечание — При газификации дачных и садоводческих товариществ следует соблюдать требования, установленные для жилых домов.

9.2 Прокладка газопроводов

9.2.1 Газопроводы, прокладываемые внутри зданий и сооружений, следует предусматривать из металлических труб, отвечающих требованиям раздела 16.

В качестве вводных и внутренних также применяются газопроводы из нержавеющей стали и меди с фасонными соединительными частями к ним из аналогичных материалов.

Для присоединения передвижных агрегатов, переносных газовых горелок, газовых приборов, КИП и приборов автоматики разрешается предусматривать гибкие соединения. При выборе следует учитывать их стойкость к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре. Длина гибких соединений к газоиспользующему оборудованию должна быть не более 2,5 м.

9.2.2 Соединение трубопроводов между собой следует предусматривать на сварке, твердой капиллярной пайкой или механической опрессовкой. Указанные соединения являются неразъемными.

Разъемные (резьбовые и фланцевые) соединения разрешается предусматривать только в местах установки запорной арматуры, газовых приборов, КИП, регуляторов давления, гибких газопроводов и другого оборудования.

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

9.2.3 Прокладку газопроводов внутри зданий и сооружений следует предусматривать:

- открыто по стенам и несущим конструкциям с помощью хомутов для креплений;
- скрыто без возможности свободного доступа (для газопроводов с рабочим давлением ниже 0,005 МПа);

- скрыто в вентилируемых шахтах или каналах.

Разрешается предусматривать скрытую прокладку газопроводов (кроме газопроводов СУГ и газопроводов внутри общественных зданий непроизводственного характера) в бороздах стен, закрываемых легко снимаемыми щитами, имеющими отверстия для вентиляции.

9.2.4 Скрытый монтаж газопроводов с рабочим давлением выше 0,01 МПа не допускается.

Размещение газопроводов необходимо производить таким образом, чтобы исключить воздействие на них влаги, а также образование конденсата. Предохранительные устройства и разъемные соединения необходимо размещать в легкодоступных местах. При скрытой прокладке не допускается использование разъемных соединений.

Не допускается прокладка стальных газопроводов в цементной стяжке пола.

Прокладку, стыковку и крепление газопроводов необходимо производить без последующего механического напряжения прокладываемого участка.

9.2.5 В производственных помещениях промышленных предприятий возможна прокладка изолированных усиленной изоляцией газопроводов в полу в каналах, засыпанных песком и закрытых съемными плитами.

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

9.2.6 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 30 см в обе стороны.

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

9.2.8 Не допускается предусматривать транзитную прокладку газопровода:

- в производственных помещениях, относящихся к категориям А и Б;
- во взрывоопасных зонах помещений любого назначения;
- в подвальных этажах зданий и сооружений (кроме одноквартирных и блокированных жилых домов);
- через гаражи, мастерские и складские помещения в одноквартирных и блокированных жилых домах;
- в складских зданиях и помещениях категорий А, Б и В;
- в помещениях подстанций и распределительных устройств;
- через вентиляционные камеры, шахты и каналы;
- в шахтах лифтов;
- в помещениях мусоросборников;
- в дымовых трубах;
- через помещения, где он может быть подвержен коррозии, в местах, где возможно воздействие на него агрессивных веществ и где он может омываться горячими продуктами сгорания или соприкасаться с нагретым или расплавленным металлом;
- в санитарных узлах.

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

9.2.10 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 газоиспользующего оборудования;
- на продувочных трубопроводах, в местах присоединения их к газопроводам.

При наличии внутри помещения газового счетчика или ГРУ, расположенной от места ввода газопровода на расстоянии не более 10 м, отключающим устройством на вводе считается электромагнитный клапан (нормально закрытый при отсутствии электропитания), задвижка или кран перед ГРУ или счетчиком.

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

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

При капитальном ремонте жилых домов при выполнении прокладки, максимально приближенной к существующей, возможна транзитная прокладка газопроводов низкого давления через жилые комнаты и санитарные узлы. Транзитные газопроводы в пределах жилых помещений и санитарных узлов не должны иметь резьбовых соединений и арматуры.

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

9.2.12 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;
- перед счетчиками (если для отключения счетчика нельзя использовать отключающее устройство на вводе);
- перед каждым газовым прибором или установкой.

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

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

На ПГП к газовым приборам, у которых отключающее устройство перед горелками предусмотрено в их конструкции (газовым плитам, водонагревателям), необходимо устанавливать одно отключающее устройство.

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

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

9.2.14 Минимальные расстояния в свету между газопроводом, проложенным по стене здания, и сооружениями связи следует принимать в соответствии с ТКП 211.

9.2.15 Расстояния между газопроводами и инженерными коммуникациями электроснабжения, расположенными внутри помещений, в местах сближения и пересечения целесообразно принимать по [5].

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

9.2.17 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.

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

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

9.2.20 Газовые приборы и газогорелочные устройства следует присоединять к газопроводам как жестким, так и гибким соединением. Присоединение к газопроводу газовых приборов, лабораторных горелок, а также устанавливаемых в цехах промышленных предприятий переносных и передвижных газогорелочных устройств и агрегатов разрешается предусматривать после отключающего крана гибкими соединениями.

Гибкие соединения для газоиспользующих установок должны соответствовать 5.8.

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

Продувочные трубопроводы от газопроводов с одинаковым давлением газа могут объединяться, за исключением продувочных трубопроводов для газов, имеющих плотность больше плотности воздуха. Диаметр продувочного трубопровода следует принимать не менее 20 мм. Объединение продувочных трубопроводов и трубопроводов безопасности не допускается.

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.

Для постов резки и сварки, небольших промышленных печей, а также на газопроводах к бытовому газоиспользующему оборудованию диаметром не более 32 мм вместо продувочных газопроводов разрешается предусматривать установку отключающего устройства с глухим штуцером — заглушкой.

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

9.2.23 Прокладку газопроводов низкого давления из нержавеющей стали и меди следует предусматривать:

- в несущем перекрытии в пределах слоя теплоизоляции;
- частично внутри выемки в несущем перекрытии и частично внутри слоя теплоизоляции;
- полностью внутри выемки в несущем перекрытии.

Прокладку газопроводов низкого давления из нержавеющей стали и меди осуществляют способом, исключающим прямой контакт с цементным или штукатурным раствором и другими отделочными материалами (в скрытой полости в пределах слоя теплоизоляции), или с использованием материалов, защищающих газопровод от прямого контакта с отделочными материалами.

9.3 Газоснабжение жилых домов

9.3.1 Установку газовых плит в жилых домах следует предусматривать в помещениях кухонь высотой не менее 2,2 м с естественным освещением, имеющих вытяжной вентиляционный канал и окно с открываемой створкой, оборудованной специальным механизмом притвора, с регулируемым воздушным клапаном, с открываемой форточкой, фрамугой или другим устройством, обеспечивающим организованный приток наружного воздуха, выходящее на улицу или застекленную веранду (поджию), которая также имеет окно с устройством для организованного притока наружного воздуха. При этом внутренний объем, м³, помещений кухонь должен быть не менее:

- 8 — для газовой плиты с двумя горелками стола газовой плиты (варочной панели) и горелками духового шкафа;
- 12 — для газовой плиты с тремя горелками стола газовой плиты (варочной панели) и горелками духового шкафа;
- 15 — для газовой плиты с четырьмя или пятью горелками стола газовой плиты (варочной панели) и горелками духового шкафа.

9.3.2 В существующих жилых домах возможна установка газовых плит:

— в помещениях кухонь с наклонными потолками, имеющих высоту в средней части не менее 2,0 м; установку газового оборудования следует предусматривать в части кухни высотой не менее 2,2 м, с вентиляцией воздуха согласно 9.3.1;

— в помещениях кухонь, не имеющих вентиляционного канала, но отвечающих всем другим требованиям 9.3.1, при условии установки сигнализатора загазованности;

— в нежилых отапливаемых помещениях многоквартирных и блокированных жилых домов, отвечающих требованиям 9.3.1.

9.3.3 В существующих многоквартирных и блокированных жилых домах возможна установка газовых плит в помещениях, соответствующих требованиям 9.3.1 и 9.3.2, но имеющих высоту от 2,0 до 2,2 м, если объем этих помещений не менее чем в 1,25 раза больше нормативного. При этом в домах, не имеющих выделенной кухни, объем помещения, где устанавливается газовая плита, должен быть в 2 раза больше указанного в 9.3.1.

9.3.4 Установка газоиспользующего оборудования в сооружениях, расположенных вне жилого дома, определяется настоящим разделом. При этом помещения, в которых предусматривается установка газовых приборов, должны соответствовать требованиям, предъявляемым к помещениям, где возможно размещение таких приборов.

9.3.5 Деревянные неоштукатуренные стены и стены из других горючих материалов в местах установки плит следует изолировать негорючими материалами. Изоляция должна выступать за габариты плиты на 10 см с каждой стороны и не менее 80 см сверху. Расстояние от плиты до изолированных негорючими материалами стен помещения должно быть не менее 7 см; расстояние между плитой и противоположной стеной должно быть не менее 1 м.

9.3.6 Для горячего водоснабжения следует предусматривать проточные или емкостные газовые водонагреватели, а для отопления — отопительные водогрейные котлы, отопительные газовые аппараты с водяным контуром и воздушным отоплением, емкостные газовые водонагреватели.

Газовое воздушное отопление разрешается применять для многоквартирных и блокированных жилых домов.

Для многоквартирных жилых домов следует применять газовые проточные водонагреватели с закрытой камерой сгорания.

Этажность жилых домов, в которых разрешается установка указанного газового оборудования, следует принимать согласно СН 3.02.01.

Применяемое оборудование должно соответствовать ТР ТС 016/2011. Система автоматики должна обеспечивать работу отопительного газового оборудования в автоматизированном режиме.

В жилых домах с индивидуальным квартирным теплоснабжением и горячим водоснабжением при размещении газового оборудования в каждой квартире следует предусматривать отопительное газовое оборудование с закрытыми (герметичными) камерами сгорания.

Для многоквартирных жилых домов разрешается предусматривать отопительное газовое оборудование с забором воздуха на горение из помещения.

Забор воздуха на горение для отопительного газового оборудования с закрытыми (герметичными) камерами сгорания должен производиться снаружи здания каналами или воздуховодами.

Разрешается устройство вертикального канала для забора воздуха на горение с подключением отопительного газового оборудования на этажах здания. Предел огнестойкости конструкции указанного канала должен быть не менее предела огнестойкости пересекаемых перекрытий. Сечение канала должно определяться расчетом с учетом одновременной работы всего подключенного отопительного газового оборудования.

На наружной поверхности каналов и воздухопроводов не должно быть конденсации влаги.

9.3.7 Возможен перевод на газовое топливо отопительных котлов заводского изготовления, предназначенных для работы на твердом или жидком топливе.

Переводимые на газовое топливо котлы должны быть оборудованы газогорелочными устройствами с автоматикой безопасности в соответствии с требованиями, установленными в разделе 16, и устройством для стабилизации разрежения в топочной камере (стабилизаторами тяги).

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

9.3.8 Устройство дымовых труб и присоединительных дымоотводов необходимо осуществлять в соответствии с приложением Д настоящих строительных норм и целесообразно руководствоваться [16].

9.3.9 При устройстве индивидуального отопления, горячего водоснабжения в многоквартирных жилых домах установку отопительного и водогрейного газового оборудования следует предусматривать в кухнях или специально выделенных помещениях (мини-котельных), отвечающих требованиям 9.3.7, 9.3.8, 9.3.11, 9.3.13–9.3.15 и не расположенных над и под жилыми комнатами. В одно- и двухквартирных блокированных жилых домах возможна установка отопительного и водогрейного газового оборудования в кухнях или мини-котельных, расположенных над или под жилыми комнатами данной квартиры.

9.3.10 При установке газоиспользующего оборудования следует учитывать требования эксплуатационных документов изготовителя.

9.3.11 При установке газоиспользующего оборудования следует предусматривать возможность доступа персонала для обслуживания.

9.3.12 Расстояние по горизонтали в свету между выступающими частями проточного водонагревателя и газовой плиты, а также отопительного оборудования следует принимать не менее 0,1 м.

9.3.13 При установке в кухне газовой плиты и проточного водонагревателя с открытой камерой сгорания объем помещения следует принимать согласно 9.3.1.

При установке газовой плиты и емкостного водонагревателя, газовой плиты и одной единицы отопительного газового оборудования объем помещения должен быть на 6 м³ больше объема, предусмотренного 9.3.1.

При установке газовой плиты, проточного водонагревателя с открытой камерой сгорания и одной единицы отопительного газового оборудования объем помещения должен быть не менее 21 м³.

При установке газовой плиты, проточного водонагревателя с открытой камерой сгорания и двух единиц отопительного газового оборудования объем помещения должен быть не менее 27 м³.

Отопительное газовое оборудование с закрытой камерой сгорания не учитывают при нормировании объема помещения.

9.3.14 Кухни должны иметь вытяжной вентиляционный канал.

Объем удаляемого воздуха из кухонь следует принимать согласно СН 3.02.01 без учета воздуха, забираемого в топку отопительного газового оборудования.

Для подачи воздуха на горение, а также возмещения воздуха, удаляемого через вытяжной вентиляционный канал, необходимо обеспечить приток требуемого объема воздуха как за счет поступления наружного воздуха, так и за счет перетекания воздуха из жилых помещений данной квартиры.

9.3.15 Не допускается размещать газовые приборы при газоснабжении СУГ в подвальных и цокольных этажах зданий.

9.3.16 В жилых домах квартирные системы отопления с применением отопительного газового оборудования следует проектировать с соблюдением требований настоящих строительных норм и СН 3.02.01.

При проектировании не допускается размещать газоиспользующее оборудование (отопительное оборудование, водонагреватели и плиты) в ванных комнатах и санитарных узлах.

Также не допускается размещать в мини-котельных санитарно-гигиенические приборы и оборудование.

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

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

9.3.18 Разрешается применять отопительное газовое оборудование с естественной или принудительной циркуляцией теплоносителя.

В случае принудительной циркуляции теплоносителя следует применять отопительное газовое оборудование с электрическим питанием систем автоматики.

9.3.19 Система автоматики с электрическим питанием должна обеспечивать:

— отключение подачи газа к отопительному газовому оборудованию при отключении электроэнергии;

— возобновление работы отопительного газового оборудования в безопасном режиме после восстановления подачи электроэнергии.

9.3.20 Для отопительного газового оборудования должна быть предусмотрена отдельная линия электрического питания от квартирного или этажного щитка и розетка с заземляющим контактом.

9.3.21 Система автоматики отопительного газового оборудования должна обеспечивать автоматическое поддержание требуемой температуры теплоносителя.

9.3.22 Система автоматики отопительного газового оборудования должна обеспечивать отключение газовой горелки в следующих случаях:

— при прекращении подачи газа;

— при выходе давления газа за пределы оптимального диапазона, установленного заводом-изготовителем для обеспечения устойчивой работы газовой горелки;

— при отсутствии тяги в дымовой трубе;

— при погасании пламени;

— при неработающем вентиляторе (при его наличии в конструкции отопительного газового оборудования);

— при неисправности запального устройства.

9.3.23 Все системы автоматики, обеспечивающие безопасную работу отопительного газового оборудования, в случае выхода их из строя по причине неисправности или в результате несанкционированного вмешательства, должны исключать возможность самопроизвольной или принудительной подачи газа к отопительному газовому оборудованию.

9.3.24 Отопительное газовое оборудование, оснащенное электрооборудованием, должно соответствовать требованиям электробезопасности.

9.4 Газоснабжение общественных зданий

9.4.1 В общественных зданиях разрешается предусматривать установку не более двух бытовых газовых плит (без дымовых труб), а также лабораторных горелок. При этом помещение, в котором предусматривается установка газовых плит, должно соответствовать требованиям 9.3.1.

Отопительное газовое оборудование следует устанавливать в мини-котельных. При размещении мини-котельных, устройстве дымовых труб и дымоотводов целесообразно руководствоваться [16].

9.4.2 В кухнях, расположенных непосредственно под помещениями, где возможно скопление людей (обеденные и торговые залы, фойе и т. п.), возможна установка одной бытовой газовой плиты в качестве оборудования, не рассчитанного на непрерывную многочасовую работу, и одного газового водонагревателя или кипятильника.

9.4.3 Помещение, в котором предусматривается установка газового оборудования, должно иметь естественное освещение и постоянно действующую приточно-вытяжную вентиляцию с кратностью обмена воздуха, определяемой расчетом, но не менее 1 раза в час.

9.4.4 На предприятиях общественного питания отвод продуктов сгорания от группы газовых приборов, установленных в непосредственной близости друг от друга, разрешается производить под один зонт с последующим подключением в сборную дымовую трубу, оборудованную вытяжным вентилятором.

9.4.5 При установке бытовых газовых плит и другого газоиспользующего оборудования следует соблюдать требования 9.3.1, 9.3.5, 9.3.7, 9.3.11, 9.3.13, 9.3.17, 9.3.19–9.3.24.

9.4.6 Пищеварочные плиты, а также котлы и кипятильники и т. п., работающие на твердом или жидком топливе, могут переводиться на газовое топливо. При этом газогорелочные устройства должны соответствовать требованиям, установленным в разделе 16. В пищеварочных плитах следует предусматривать замену съемных конфорочных колец сплошным настилом.

9.4.7 Система автоматики с электрическим питанием должна соответствовать требованиям 9.3.19–9.3.24.

9.5 Газоснабжение производственных установок и котлов

9.5.1 При проектировании газового оборудования котельных или переводе на газовое топливо существующих котельных следует соблюдать требования настоящих строительных норм, СН 4.02.04, [4] и [7], а также целесообразно руководствоваться [16].

При проектировании газового оборудования производственных и отопительных котельных мощностью единичного котлоагрегата 420 ГДж/ч и более следует руководствоваться требованиями раздела 11. При переводе существующих котлов с твердого или жидкого на газовое топливо расчетом должны быть подтверждены объемная плотность теплового потока, достаточность сечения дымовых труб, производительность и давление дымососов и дутьевых вентиляторов, а также должна быть обеспечена вентиляция помещения котельной в соответствии с СН 4.02.04.

Не допускается размещать газовые приборы в подвальных этажах (подвалах), а при газоснабжении СУГ — в подвальных и цокольных этажах зданий.

9.5.2 Газогорелочные устройства промышленных установок, паровых и водогрейных котлов, использующих газовое топливо, должны соответствовать требованиям раздела 16.

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

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

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

9.5.3 Для паровых котлов с давлением пара св. 0,07 МПа и водогрейных котлов с температурой воды выше 115 °С взрывные клапаны следует предусматривать в соответствии с [4].

Для паровых котлов с давлением пара не выше 0,07 МПа и водогрейных котлов с температурой нагрева воды не выше 115 °С взрывные клапаны следует предусматривать в соответствии с [7].

Взрывные предохранительные клапаны разрешается не предусматривать в обмуровке одноходовых по дымовым газам котлов, для вертикальных цилиндрических котлов, котлов локомотивей и паровозного типа, а также на дымовых трубах перед дымососами.

9.5.4 Необходимость установки взрывных клапанов на промышленных печах и дымовых трубах от них, а также места установки взрывных клапанов и их число определяются технологическим разделом проектной документации.

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

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

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

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

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

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

9.5.9 Газифицируемые котлы должны быть оборудованы КИП, автоматикой безопасности и автоматическим регулированием согласно СН 4.02.04, а также целесообразно руководствоваться [16].

9.5.10 Газифицируемые производственные агрегаты должны быть оборудованы КИП для измерения:

- 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 дымовой трубе до шиберы.

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

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

- при недопустимом отклонении давления газа от заданного;

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

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

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

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

Для производственных агрегатов, отдельных горелок или группы горелок, объединенных в блок, имеющих номинальную тепловую мощность менее 5,6 кВт (0,5 м³/ч), автоматика безопасности может не предусматриваться.

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

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

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

На отводах к КИП должны предусматриваться отключающие устройства. При давлении газа до 0,1 МПа присоединение КИП может предусматриваться с помощью резиноканевых рукавов длиной не более 1 м, а также резиновых трубок, соответствующих требованиям 9.2.1.

9.5.16 Прокладку импульсных линий следует предусматривать в соответствии с рекомендациями производителей КИП и приборов автоматики.

9.5.17 В мини-котельной производственных и складских зданий следует размещать отопительное газовое оборудование с электрическим питанием системы автоматики.

Система автоматики должна обеспечивать работу отопительного газового оборудования в автоматизированном режиме без присутствия обслуживающего персонала и отвечать требованиям 9.3.20–9.3.24.

При устройстве мини-котельной, дымовых труб и присоединительных дымоходов целесообразно руководствоваться [16].

Устройство дымовых труб и присоединительных дымоотводов необходимо осуществлять в соответствии с СН 4.02.04 и приложением Д настоящих строительных норм.

9.6 Горелки инфракрасного излучения

9.6.1 При проектировании ГИИ необходимо соблюдать требования 5.8 и раздела 16.

9.6.2 ГИИ разрешается применять для отопления и обогрева на открытых территориях и в помещениях зданий и сооружений в следующих случаях:

а) «темные» ГИИ — помещений классов Ф5.1 и Ф5.2, категорий В2–В4 (с размещением ГИИ вне взрывоопасных зон) и Г1, Г2 и Д; сельскохозяйственных зданий класса Ф5.3; зрелищных и культурно-просветительских учреждений классов Ф2.3 и Ф2.4 с расчетным количеством посадочных мест для посетителей и расположенных на открытом воздухе;

б) «светлые» ГИИ — помещений (при наличии в них персонала) классов Ф5.1 и Ф5.2, категорий В3–В4 (с размещением ГИИ вне взрывоопасных зон) и Г1, Г2 и Д; в помещениях классов Ф2.3 и Ф2.4 на открытом воздухе.

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

9.6.3 Не допускается устанавливать «темные» ГИИ в помещениях классов Ф5.1 и Ф5.2, категорий А, Б и В1, а «светлые» ГИИ — в помещениях классов Ф5.1 и Ф5.2, категорий А, Б, В1 и В2, а также в цокольных и подвальных этажах.

9.6.4 ГИИ с температурой поверхности выше 150 °С следует размещать в верхней зоне помещения на конструкциях из негорючих материалов класса пожарной опасности К0.

Расстояние, м, от ГИИ до конструкций помещения из горючих материалов (потолка, оконных и дверных коробок и т. п.) должно быть не менее:

0,50	—	при температуре излучающей поверхности до 900 °С включ.;
1,25	—	то же св. 900 °С.

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

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

9.6.5 Расчет вентиляции помещений, где предусматривается установка ГИИ, следует выполнять из условий допустимых концентраций оксида углерода СО и оксидов азота NO_x в рабочей зоне.

Размещение вытяжных устройств следует предусматривать выше излучателей (горелок), а приточных устройств — вне зоны излучения горелок. Включение приточно-вытяжной вентиляции и ГИИ должно быть сброкировано.

9.6.6 При использовании ГИИ температуру воздуха в рабочей зоне помещения и интенсивность теплового облучения на рабочих местах следует принимать по СН 4.02.03.

9.7 Мини-котельные

Проектирование мини-котельных целесообразно осуществлять в соответствии с [16].

9.8 Воздухонагреватели

9.8.1 Воздухонагреватели должны быть оснащены автоматическими устройствами регулирования и безопасности согласно требованиям ТР ТС 016/2011, ГОСТ 31284 и 16.6 настоящих строительных норм.

9.8.2 Категорию надежности электропитания оборудования воздухонагревателей следует принимать при проектировании из условия надежности отпуска тепла потребителям согласно СН 4.02.04.

9.8.3 В помещениях с воздухонагревателями должны быть установлены сигнализаторы загазованности.

При появлении загазованности более 10 % от нижнего концентрационного предела воспламеняемости или при срабатывании пожарной автоматики должно быть обеспечено автоматическое

прекращение подачи газа к воздухонагревателям и передача сигнала на диспетчерский пункт в соответствии с 10.7.

Системы воздухопроводов, а также транзитные участки воздухопроводов проектируют согласно СН 4.02.03.

9.8.4 Рекуперативные воздухонагреватели

9.8.4.1 Рекуперативные воздухонагреватели с закрытой камерой сгорания разрешается предусматривать в системах воздушного отопления помещений, указанных в СН 4.02.03 (таблица Ж.1, поз. 5, 7, 9, 10), а также помещений классов Ф5.1–Ф5.3, категорий В1–В4, Г1, Г2 и Д. Установка газовых воздухонагревателей в подвальных помещениях не допускается.

9.8.4.2 Рекуперативные воздухонагреватели следует устанавливать снаружи зданий.

Возможна установка газовых воздухонагревателей внутри обслуживаемого помещения за исключением помещений с массовым пребыванием людей (СТБ 11.0.03), классов Ф5.2 и Ф5.3, категорий В1–В3 и подвальных помещений.

9.8.4.3 При размещении рекуперативных воздухонагревателей у наружной стены на расстоянии 8 м и менее стена должна иметь предел огнестойкости не ниже EI(REI)30 и класс пожарной опасности КО.

9.8.4.4 При размещении рекуперативных воздухонагревателей на кровле следует выполнять следующие требования:

а) от рекуперативных воздухонагревателей должны предусматриваться эвакуационные проходы в лестничную клетку либо к наружным эвакуационным лестницам через эксплуатируемый участок кровли или наружные открытые галереи;

б) на участках кровли шириной 4 м, примыкающих к рекуперативным воздухонагревателям, на участке кровли, находящемся под рекуперативными воздухонагревателями, а также на эвакуационных проходах и под галереями следует выполнить защитные покрытия кровли по ТКП 45-2.02-315;

в) при расстоянии 8 м и менее от рекуперативных воздухонагревателей до наружных стен и выходящих над кровлей частей здания расстояние в свету от газовых воздухонагревателей до оконных (кроме заполненных стеклоблоками) и других проемов должно быть не менее 4 м по горизонтали и не менее 8 м по вертикали;

г) не допускается размещать рекуперативные воздухонагреватели, относящиеся к взрывопожароопасным категориям Ан, Бн и Вн согласно ТКП 474, над либо под помещениями с массовым пребыванием людей, общими путями эвакуации;

д) по периметру площадки размещения рекуперативных воздухонагревателей и на эвакуационных проходах должно быть предусмотрено искусственное освещение, включаемое при выполнении осмотра оборудования. Освещение безопасности включается автоматически при срабатывании сигнализаторов загазованности.

9.8.4.5 Для рекуперативных воздухонагревателей следует предусматривать III категорию молниезащиты по ТКП 336.

Корпуса электрических приборов, электромагнитных клапанов, щит управления, блок горелок и другое оборудование должны быть заземлены и иметь защиту от заноса высокого потенциала в соответствии с ТКП 474.

9.8.4.6 Должна быть исключена возможность несанкционированного доступа к рекуперативным воздухонагревателям путем установки защитных сетчатых либо решетчатых негорючих ограждений, а также применения других защитных мероприятий, не препятствующих отводу продуктов сгорания.

9.8.4.7 Системы воздухопроводов, а также транзитные участки воздухопроводов от рекуперативных воздухонагревателей проектируют согласно СН 4.02.03.

В местах пересечения воздухопроводами конструкций зданий с нормируемым пределом огнестойкости следует устанавливать противопожарные клапаны с электроприводом. Предел огнестойкости клапанов должен быть не ниже предела огнестойкости пересекаемых конструкций.

9.8.4.8 Отвод продуктов сгорания от рекуперативных воздухонагревателей следует осуществлять согласно требованиям приложения Д.

Расстояние в свету от воздухопроводов до несущих конструкций покрытия должно быть не менее 0,5 м.

9.8.4.9 Рекуперативные воздухонагреватели, применяемые для отопления зданий, следует комплектовать автоматическими устройствами регулирования и безопасности, обеспечивающими:

а) отключение подачи газа:

1) при отключении электроэнергии;

2) при срабатывании систем пожарной сигнализации или автоматических установок пожаротушения;

б) поддержание в отапливаемом помещении заданной температуры или подогрев воздуха до заданной температуры;

в) отключение газовой горелки:

- 1) при прекращении подачи газа;
- 2) при отклонении давления газа от пределов оптимального диапазона устойчивой работы газовой горелки, установленных изготовителем;
- 3) при отсутствии тяги;
- 4) при погасании пламени;
- 5) при остановке вентилятора;
- 6) при неисправности запального устройства;
- 7) при понижении давления воздуха, идущего на горение газа, перед горелками с принудительной подачей воздуха ниже допустимого значения;
- 8) при прекращении работы системы вентиляции помещения, в котором смесительный воздухонагреватель установлен.

Система автоматики, обеспечивающая безопасную работу рекуперативных воздухонагревателей, в случае выхода ее из строя по причине неисправности или в результате несанкционированного вмешательства, должна исключать возможность самопроизвольной или принудительной подачи газа к газовым горелкам.

9.8.5 Смесительные воздухонагреватели

9.8.5.1 Смесительные воздухонагреватели можно предусматривать в системах воздушного отопления помещений:

- указанных в СН 4.02.03 (таблица Ж.1, поз. 11, перечисление в));
- класса Ф5.1, категорий В2–В4 без выделения пыли и аэрозолей;
- класса Ф5.3, категории В2 и ниже.

Установка газовых воздухонагревателей в подвальных помещениях не допускается.

Смесительные воздухонагреватели должны соответствовать требованиям ТР ТС 016/2011 и ГОСТ 31284.

Газовый клапан смесительных воздухонагревателей должен быть настроен таким образом, чтобы исключалась возможность выхода пламени за пределы теплообменника.

9.8.5.2 Расчет вентиляции помещений, где предусматривается установка воздухонагревателей, следует выполнять из условий допустимых концентраций оксида углерода СО и оксидов азота NO_x в рабочей зоне.

9.8.5.3 Расстояние от воздухонагревателей до конструкций помещения из горючих материалов (потолка, оконных и дверных коробок и т. п.) должно быть не менее 1,25 м.

Потолок или конструкцию из горючих материалов над газовыми воздухонагревателями необходимо защищать или экранировать негорючим материалом.

Открытая транзитная электропроводка (освещение, система сигнализации и т. д.) должна находиться на расстоянии не менее 1 м от газовых воздухонагревателей.

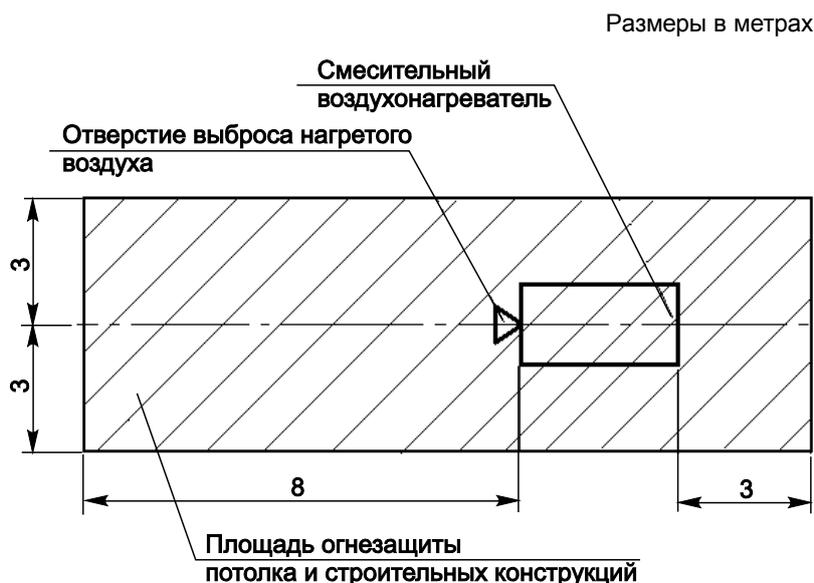
9.8.5.4 К смесительным воздухонагревателям, расстояние в свету у которых от пола до нижней части воздухонагревателя менее 3 м, должен быть ограничен доступ с помощью установки решетчатых или других защитных ограждений, выполненных из негорючих материалов.

Ограждения не должны препятствовать отводу нагретого воздуха от воздухонагревателя, а также забору воздуха на горение газа.

9.8.5.5 Расстояние от отверстия выброса нагретого воздуха по оси отверстия выброса до конструкций классов пожарной опасности К1–К3 должно быть не менее 8 м.

9.8.5.6 Древесина потолка и строительных конструкций, расположенных над смесительным воздухонагревателем, должна быть огнезащищенной, подгруппы Ia по ГОСТ 30219. Площадь огнезащиты потолка и строительных конструкций должна быть не менее приведенной на рисунке 9.1.

9.8.5.7 Строительные конструкции классов пожарной опасности К1–К3, находящиеся в пределах сферы с радиусом 6 м от смесительного воздухонагревателя, должны быть защищены листовыми или плитными негорючими материалами по негорючему утеплителю толщиной 15 мм, за исключением древесины потолка и строительных конструкций, для которых выполняется огнезащита согласно 9.8.5.6. Расстояние в свету от смесительного воздухонагревателя до указанных конструкций должно быть не менее 1,25 м (до древесины потолка и строительных конструкций, расположенных над смесительным воздухонагревателем, — 1,50 м).



10 Безопасность зданий и сооружений

10.1 В газифицируемых районах необходимо предусматривать герметизацию вводов инженерных коммуникаций в подвалы, технические подполья, цокольные этажи общественных, жилых, административно-бытовых и производственных зданий и сооружений; при этом следует использовать негорючие материалы.

10.2 По результатам работ представители строительной организации и владелец здания должны составить акты проверки уплотнения (герметизации) вводов инженерных коммуникаций, которые входят в состав исполнительной документации на строительство.

10.3 В газифицированных районах для предотвращения аварий и инцидентов, вызванных проникновением природного газа и СУГ в здания и сооружения, дополнительно к герметизации вводов следует предусматривать системы контроля загазованности:

- в зданиях с массовым пребыванием людей (СТБ 11.0.03);
- в зданиях детских учреждений;
- в зданиях, имеющих архитектурно-историческую или художественно-культурную ценность;
- в подвалах, технических подпольях и цокольных этажах общественных зданий и сооружений.

Установку систем контроля загазованности необходимо предусматривать в указанных зданиях при наличии одновременно двух факторов:

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

10.4 Помещения зданий всех назначений (кроме жилых домов), в которых устанавливается газоиспользующее оборудование, следует оснащать системами контроля загазованности с автоматическим отключением подачи газа при загазованности более 10 % от нижнего концентрационного предела воспламенения и системами контроля концентрации окиси углерода с автоматическим отключением подачи газа.

10.5 В жилых домах системы контроля загазованности с автоматическим отключением подачи газа следует предусматривать при установке отопительного оборудования:

- независимо от места установки — мощностью св. 60 кВт;
- в подвальных, цокольных этажах — независимо от тепловой мощности;
- в помещениях, в которых проложены гибкие газопроводы с разъемными соединениями;
- в помещениях со скрытой прокладкой газопроводов.

В многоквартирных, блокированных и многоквартирных жилых домах в помещениях, где устанавливается газоиспользующее оборудование с организованным отводом продуктов сгорания, следует предусматривать установку сигнализаторов загазованности (контроля концентрации в воздухе горючих газов и окиси углерода).

10.6 Установка датчиков системы контроля загазованности в подвалах, технических подпольях, цокольных этажах зданий и сооружений должна производиться из расчета не менее одного датчика на 120 м² площади помещения с учетом паспортных данных приборов. Места установки датчиков следует определять с учетом особенностей помещения и потолка, наличия воздушных застойных зон, где вероятность скопления газовой смеси наибольшая. При наличии на потолке помещения ребер, арок высотой более 300 мм или на полу порогов (для паров СУГ) высотой более 0,25 м следует предусматривать установку более одного датчика на вышеуказанной площади. Количество устанавливаемых датчиков может быть уменьшено с помощью устройства проемов в стенах смежных помещений при соблюдении условия установки не менее одного датчика на 120 м² площади помещений. При этом высота проема, верхней границей которого является потолок помещения или нижней границей — пол, должна быть не менее 0,3 м, ширина — не менее 0,5 м.

В помещениях датчик системы контроля загазованности природным газом следует размещать на стене на расстоянии не более 0,3 м от потолка. При разной высоте участков помещения датчик необходимо устанавливать на участке с наибольшей высотой потолка. Для обнаружения паров СУГ установку датчика следует предусматривать на стене на высоте не более 0,25 м от пола помещения.

10.7 Сигналы от системы контроля загазованности по 10.3 должны поступать на объединенные диспетчерские пункты или иные посты с круглосуточным дежурством персонала, оборудованные телефонной связью. При этом сигналы системы контроля загазованности должны дублироваться на световых табло и устройствах звуковой сигнализации.

10.8 Датчики приборов контроля концентрации окиси углерода устанавливаются на расстоянии от 1,5 до 1,8 м над уровнем пола или рабочей площадки там, где пребывание оператора вероятно и продолжительно во время рабочей смены, а также на расстоянии от 1,0 до 1,3 м над уровнем пола или рабочей площадки — в зоне дыхания за рабочим столом у фронта котла. Кроме того, на каждые 200 м² помещения котельного зала следует устанавливать один датчик к прибору контроля, но не менее одного датчика на каждое помещение, на расстоянии не менее 2,0 м от мест подачи приточного воздуха и открытых форточек. При установке датчиков следует учитывать требования инструкции изготовителя по монтажу, которая должна исключать отрицательное влияние на точность измерения концентрации окиси углерода движущихся потоков воздуха, относительной влажности в помещении котельной, тепловых облучений, пыли (в запыленных помещениях).

10.9 Отключающие устройства, перекрывающие подачу газа по сигналу от систем контроля загазованности и контроля концентрации окиси углерода, устанавливаются на внутреннем газопроводе в здании, помещении или группе помещений, контролируемых указанными системами.

На газопроводах в жилых домах отключающие устройства разрешается предусматривать с электромагнитным клапаном, нормально открытым при отсутствии электропитания.

10.10 В помещениях жилых домов с газоиспользующим оборудованием на газопроводах (перед краном) следует предусматривать установку термозапорных клапанов, автоматически перекрывающих подачу газа при достижении температуры от 75 °С до 100 °С.

При установке в помещении более одной единицы газового оборудования термозапорный клапан следует устанавливать перед первым по ходу газа краном.

10.11 Электроснабжение систем контроля загазованности и контроля концентрации окиси углерода должно быть не ниже I категории надежности, а для жилых домов — не ниже II категории надежности, при этом целесообразно руководствоваться [5].

10.12 Следует предусмотреть установку изолирующих (диэлектрических) вставок для исключения протекания через газопровод токов утечки при возникновении электрического потенциала на корпусе электрифицированного газоиспользующего оборудования.

11 Объекты газораспределительной системы и газопотребления тепловых электростанций

11.1 Общие указания

11.1.1 В настоящем подразделе приведены дополнительные требования, которые следует учитывать при проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления электростанций.

11.1.2 При проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления электростанций кроме требований настоящих строительных норм следует соблюдать требования [3] и других ТНПА.

11.2 Наружные газопроводы и устройства

11.2.1 Внеплощадочные газопроводы электростанций следует прокладывать подземно.

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

11.2.3 Прокладку газопроводов по территории электростанции следует предусматривать надземной, с учетом максимального использования существующих или проектируемых эстакад и опор других трубопроводов. Возможна прокладка газопроводов по опорам мостовых кранов.

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

11.3 Газорегуляторные пункты

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

Для блоков мощностью 800 МВт и более разрешается совмещать узлы редуцирования давления и расхода газа в блочном ГРП, т. е. не предусматривать регулятор расхода на подводе газа к котлу.

11.3.2 Выбор пропускной способности регуляторов давления, устанавливаемых на каждой линии регулирования в ГРП, следует производить с учетом нарастания расхода газа по мере ввода котельных агрегатов, а также с учетом летнего расхода газа.

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

В качестве регулирующего устройства в ГРП могут применяться регулирующие заслонки.

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

Разрешается не предусматривать установку ПСК в ГРП с расчетным расходом газа 100 000 м³/ч и более при размещении их вблизи воздухозаборных шахт производственных помещений. В этом случае все газопроводы и оборудование, устанавливаемое за регулятором давления до отключающего устройства перед горелками котла, должны быть рассчитаны и приняты исходя из рабочего давления газа до ГРП.

11.3.5 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.

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

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

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

11.3.8 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.

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

11.3.10 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 БЩУ энергоблока с сохранением, при необходимости, управления с местного щита ГРП.

11.4 Внутреннее газовое оборудование

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

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

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

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

11.4.5 Перед каждой горелкой следует предусматривать установку последовательно двух запорных устройств с электрическим приводом. Между этими запорными устройствами следует предусматривать продувочный газопровод (свеча безопасности) с установкой на нем запорного устройства с электроприводом.

11.4.6 На котлоагрегатах помимо основного регулирующего клапана подачи газа (регулятора топлива) возможна установка растопочного регулятора подачи газа.

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

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

11.5 Трубопроводы и контрольно-измерительные приборы

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

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

Фасонные части и детали следует изготавливать из спокойных сталей. Отводы диаметром до 0,1 м должны быть гнутыми или штампованными. Гнутые отводы для подземных газопроводов следует изготавливать из бесшовных труб.

11.5.3 Для газопроводов с толщиной стенки более 5 мм, прокладываемых на участках перехода через железные и автомобильные дороги, водные преграды и другие естественные и искусственные преграды, величина ударной вязкости металла труб и сварных изделий должна быть не ниже 29 Дж/см² при расчетной температуре наружного воздуха района строительства.

11.5.4 Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования в системах газоснабжения ТЭС следует предусматривать согласно приложению Ж.

11.6 Газоснабжение газоэнергетических установок

11.6.1 При проектировании систем газоснабжения ГТУ, ПГУ или ГПА, в том числе газопроводов и газового оборудования с избыточным давлением природного газа более 1,2 МПа, средств технологического контроля, автоматизации, сигнализации, защит и блокировок следует соблюдать требования [3] и ТНПА, учитывающих условия и требования эксплуатации ТЭС, обеспечивающих их промышленную безопасность.

11.6.2 Проектируемые системы газоснабжения должны обеспечивать бесперебойное и безопасное газоснабжение, а также возможность оперативного отключения газа на объектах систем газоснабжения ГТУ, ПГУ, ГПА.

11.6.3 При разработке блока отключающей арматуры газовой турбины и ГПА следует учитывать, что управление арматурой должно осуществляться от системы управления ГТУ (ПГУ) или ГПА.

11.6.4 Система газоснабжения ГТУ и ПГУ включает:

— ПГП от ГРС до ППГ на территории ТЭС;

— ППГ, включая блоки: редуцирования (компримирования) давления газа, в том числе ГРП, узел стабилизации давления, дожимную компрессорную станцию и газотурбинную редуцирующую станцию, очистки, осушки, подогрева, измерения расхода;

- наружные газопроводы от ППГ до зданий и сооружений, в которых размещены ГТУ и ПГУ;
- блоки отключающей арматуры газовых турбин;
- внутренние газопроводы ГТУ и ПГУ.

11.6.5 Система газоснабжения ГПА в общем случае должна включать:

- ППП от ГРС до ГРП;
- наружный газопровод от ГРП до зданий и сооружений, в которых размещены ГПА;
- блоки отключающей арматуры ГПА.

11.6.6 На ППП от ГРС должно быть предусмотрено отключающее устройство с электроприводом, управляемым из главного корпуса ТЭС, располагаемое как на территории электростанции, так и вне ее на расстоянии от 5 до 20 м от ограды ТЭС.

11.6.7 Пуск (останов) газовой турбины, работающей как автономно, так и с котлами-утилизаторами, входящими в состав ГТУ и ПГУ, должен быть автоматическим.

Оборудование в составе ГТУ и ПГУ должно обеспечивать эффективную вентиляцию газоздушного тракта. Алгоритмами автоматического разворота газовой турбины двигателя до подсинхронных оборотов должна предусматриваться эффективная вентиляция всего газоздушного тракта газовой турбины и котла-утилизатора в составе ГТУ и ПГУ.

Выбор пусковых устройств и продолжительность вентиляции до необходимой кратности определяются исходя из требований изготовителя газовой турбины.

Конструкция котлов-утилизаторов в составе ГТУ (ПГУ) не должна иметь застойных зон.

11.6.8 Объем оснащения средствами контроля факела камеры сгорания газовой турбины определяется техническими условиями на поставку ГТУ и [3].

11.6.9 Газовое оборудование и горелочные устройства, применяемые в системе газоснабжения ГТУ и ПГУ, должны соответствовать требованиям [3].

11.6.10 Вентиляция газоздушного тракта газовых турбин и котлов-утилизаторов, входящих в состав ГТУ и ПГУ, при пуске должна обеспечиваться за счет расхода воздуха, проходящего через газовую турбину при вращении ее ротора пусковым устройством.

Для проведения вентиляции газоздушного тракта ГТУ и ПГУ после останова газовых турбин следует использовать режим холодной прокрутки газовой турбины, осуществляемый с помощью пусковых устройств, с учетом вентиляции за счет выбега газовой турбины при ее останове.

11.6.11 Программы автоматического пуска газовых турбин должны позволять нормальные и ускоренные пуски из каждого теплового состояния газовой турбины. Система автоматического пуска газовых турбин должна включать блокировки, препятствующие выполнению последующего этапа пуска до полного завершения предыдущего.

Программы системы автоматического останова газовых турбин должны включать:

- разгрузку турбины в заданных параметрах по времени;
- закрытие регулирующих, стопорных и предохранительных запорных клапанов по топливу, а также электрифицированной арматуры на подводе топлива к пламенным трубам камеры сгорания турбины и горелкам котла-утилизатора;
- вентиляцию газоздушных трактов установки, включая котел-утилизатор;
- закрытие шиберов на стороне всасывания и (или) выхлопа ГТУ по окончании вентиляции газоздушных трактов;
- открытие запорных устройств на продувочных газопроводах;
- открытие запорных устройств на продувочных газопроводах и трубопроводах безопасности газовой турбины и котла-утилизатора.

Устройства автоматики должны быть защищены от воздействия колебаний напряжения питания. Сигнальные цепи дополнительно должны быть защищены от воздействия промышленных помех.

11.6.12 Для обеспечения взрывобезопасности системы газоснабжения и ГТУ необходимо контролировать: давление газа перед стопорным клапаном и в трубопроводе за регулирующим клапаном, постоянно показывающими приборами по месту и на БЩУ; концентрацию газа и окиси углерода в застойных зонах машинного зала и в помещениях, непосредственно прилегающих к газопроводам и газоходам уходящих газов, в которых возможно скопление газа и окиси углерода.

Контроль содержания газа и окиси углерода в воздухе застойных зон должен осуществляться автоматическими сигнализаторами с выводами сигнализации опасной концентрации (более 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени) на БЩУ и ГЩУ.

11.6.13 Для обеспечения взрывопожаробезопасности система газоснабжения и ГТУ должны быть оснащены светозвуковой сигнализацией, выведенной на БЩУ и ГЩУ и сигнализирующей о повышении

и понижении давления газа перед стопорным клапаном относительно заданных значений и о повышении концентрации газа в воздухе более 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

11.6.14 Помещения категории А по взрывопожарной опасности должны быть оборудованы телефонной связью во взрывозащищенном исполнении.

11.6.15 Системы газоснабжения ГТУ и ПГУ должны обеспечивать газовые турбины проектным давлением газа перед горелочными устройствами и камерами сгорания.

Схемы газоснабжения ГТУ, ПГУ и ГПА от ГРС могут предусматриваться как совместные (с энергетическими котлами), так и отдельные в зависимости от места расположения ТЭС, давления транспортируемого газа, места подключения к газопроводу и требуемого давления газа перед горелочными устройствами согласно техническим условиям изготовителя.

11.6.16 При выборе схемы газоснабжения за расчетное давление газа в ППП принимается минимальное давление на границе территории ТЭС с учетом сезонных и суточных колебаний, но не ниже 0,3 МПа.

В зависимости от значения расчетного давления газа в ППП схемы подачи газа к газовым турбинам, работающим как автономно, так и в составе ГТУ и ПГУ, возможны с дожимающими компрессорами и без них.

11.6.17 Дожимающие компрессоры следует располагать в отдельном здании.

При контейнерной поставке разрешается их размещение в пристройках к зданию главного корпуса. Размещение в машинном зале ГТУ дожимающих компрессоров не допускается.

11.6.18 ППП от ГРС или от магистральных газопроводов до площадки ТЭС, независимо от давления транспортируемого газа, следует прокладывать подземно.

Проектирование ППП давлением св. 1,2 МПа целесообразно осуществлять в соответствии с [10].

11.6.19 На территории ТЭС следует предусматривать комплексный общестанционный ППП.

11.6.20 Аппараты в каждой ступени очистки газа предусматриваются с 50 %-ным резервом. На ППП к блоку очистки газа следует предусматривать запорное устройство с электроприводом, управляемым с местного щита управления ППП.

11.6.21 Количество редуцирующих ниток в ГРП определяется пропускной способностью выбранного оборудования и арматуры и предусматривается с 50 %-ным резервом, но не менее двух, одна из которых рабочая, другая — резервная.

11.6.22 Технологическая схема ДКС может быть как общестанционной, так и блочной.

11.6.23 Производительность общестанционной ДКС следует рассчитывать на максимальный расход газа на ГТУ, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно, — по расходу газа для летнего режима.

11.6.24 При суммарном расходе газа до 300 000 м³/ч разрешается сооружать одну общестанционную ДКС. При больших расходах газа необходимо сооружать две ДКС и более.

При суммарном расходе газа до 50 000 м³/ч количество дожимающих компрессоров должно быть не менее двух, один из которых резервный. В зависимости от режима работы ГТУ в энергосистеме при обосновании предусматривается установка третьего компрессора (на случай ремонта).

При суммарном расходе газа св. 500 000 до 100 000 м³/ч и св. 100 000 до 300 000 м³/ч количество дожимающих компрессоров должно быть соответственно не менее трех и не менее четырех.

11.6.25 В блочной ДКС при электрической мощности ГТУ, ПГУ менее 150 МВт дожимающие компрессоры устанавливаются без резерва. При электрической мощности ГТУ, ПГУ св. 150 МВт необходимо предусматривать резервный дожимной компрессор.

11.6.26 Падение давления газа перед газовыми турбинами за время пуска резервного компрессора должно быть в пределах допустимого значения, установленного организацией-изготовителем газовой турбины.

Схемой ДКС должна предусматриваться работа компрессоров при нулевом расходе газа на газовые турбины.

ДКС должна предусматривать автоматическое регулирование давления газа перед газовыми турбинами. Поддержание заданного давления за ДКС и ввод в работу резервного компрессора должны осуществляться автоматически.

Дожимающие компрессоры должны выбираться с учетом возможности их повторного автоматического пуска и оснащаться системами самозапуска электродвигателей. Время срабатывания системы самозапуска должно быть меньше времени выхода параметров за предельно допустимые значения.

Дожимающие компрессоры должны оснащаться системами контроля состояния подшипников по температуре с сигнализацией ее предельных значений и блокировками, отключающими компрессоры при превышении этого параметра.

11.6.27 На отводе от ППГ к газовой турбине (в блоке запорной арматуры) по ходу газа предусматриваются:

- штуцер для присоединения продувочного газопровода;
- запорное устройство с электроприводом;
- штуцер для присоединения продувочного газопровода;
- фланцы для установки ремонтной заглушки (листовой или поворотной) с приспособлением для их разжима и токопроводящей перемычкой;
- штуцер для подвода продувочного агента;
- расходомерное устройство.

11.6.28 На внутреннем газопроводе газовой турбины, работающей автономно или в составе ГТУ или ПГУ, по ходу газа (в главном корпусе) предусматриваются:

- штуцер продувочного газопровода;
- механический фильтр, предотвращающий попадание в ГТУ продуктов внутренней коррозии газопроводов;
- ПЗК;
- регулирующий клапан (основной и растопочный);
- штуцер для присоединения продувочного газопровода в конце тупикового участка;
- запорное устройство с электрифицированным приводом (ПЗК) перед каждым горелочным устройством камеры сгорания газовой турбины.

Штуцер для присоединения запального газопровода предусматривается между двумя запорными устройствами на вводе. Общий ПЗК (стопорный клапан), регулирующий клапан, механический фильтр, а также запорная арматура перед горелочными устройствами поставляются изготовителем газовой турбины и устанавливаются непосредственно в здании главного корпуса в соответствии с технологической схемой, разработанной изготовителем газовой турбины.

Механический фильтр разрешается устанавливать перед расходомерным устройством.

11.6.29 На внутреннем газопроводе к ГПА (с учетом оборудования, входящего в состав ГПА полной заводской готовности) должны предусматриваться (по ходу газа):

- два отключающих устройства (первое может быть с ручным приводом, второе — с электроприводом) с продувочной свечой и устройством отбора проб между ними;
- фильтр (необходимость установки определяет проектная организация);
- продувочная свеча с устройством отбора проб;
- фланцевое соединение для установки поворотной заглушки;
- штуцер для подключения продувочного агента;
- отключающее устройство с электроприводом;
- измерительное устройство расхода газа;
- регулирующий клапан;

— непосредственно перед подачей газа в двигатель — два быстрозапорных отсечных клапана (ПЗК) с установкой между ними свечи безопасности с отключающим электрифицированным устройством.

Выполнение блокировок и защит на останов ГПА (с учетом оборудования, входящего в состав ГПА полной заводской готовности) и перевод его на работу с пониженной нагрузкой должны осуществляться в соответствии с техническими условиями производителя.

11.6.30 Для предотвращения передачи вибраций от двигателя на газопровод присоединение двигателя к газопроводу должно осуществляться посредством гибкого соединения.

11.6.31 Трасса газопровода должна проходить вдоль проездов и дорог со стороны, противоположной тротуару (пешеходной дорожке), и по возможности максимально обеспечивать самокомпенсацию температурных деформаций газопровода, для чего его повороты выполняются под углом 90°.

11.6.32 Транзитная прокладка газопроводов должна осуществляться с учетом требований пожарной безопасности.

11.6.33 Наружный газопровод в пределах ТЭС должен быть надземным, исключая участок, отстоящий на 15 м от ограды внутрь площадки электростанции, который может быть как надземным, так и подземным.

11.6.34 Надземные газопроводы разрешается прокладывать на высоких и низких опорах, эстакадах с использованием только несгораемых конструкций.

Разрешается прокладка газопроводов на эстакадах с другими технологическими трубопроводами и электрическими кабелями, при этом газопроводы следует размещать в верхнем ярусе эстакады.

11.6.35 Газопровод необходимо прокладывать с уклоном, обеспечивающим сток конденсата к месту его выпуска в процессе эксплуатации и при опорожнении для ремонта.

11.6.36 Высота свободного пространства от земли до низа труб, прокладываемых на низких опорах, должна быть не менее 0,35 м при ширине группы труб до 1,5 м и не менее 0,5 м — при ширине 1,5 м и более.

11.6.37 Расстояние в свету до газопровода по вертикали должно быть, м, не менее:

2,2 — от покрытия пешеходной дороги;

4,5 — от покрытия автомобильной дороги;

5,5 — от плоскости головок рельсов железной дороги.

11.6.38 Распределительный газопровод необходимо располагать вне помещений ГТУ.

При размещении газовых турбин в общем машинном зале на распределительном газопроводе на расстоянии не более 50 м до первого отвода к газовой турбине устанавливается электрифицированное запорное устройство.

11.6.39 Дополнительные запорные устройства на газопроводах разрешается устанавливать в местах, определяемых проектной организацией из условия возможности отключения установки от системы газоснабжения.

11.6.40 Надземный газопровод, пересекаемый высоковольтной линией электропередачи, должен иметь защитное устройство, предотвращающее попадание на него электропроводов в случае их обрыва. Защитное устройство должно быть из негорючих материалов и конструкций, имеющих надежное заземление.

Сопrotивление заземления газопровода и его защитного устройства должно быть не более 10 Ом.

11.6.41 Оголовки продувочных газопроводов и сбросных газопроводов от предохранительных клапанов, установленных на газопроводах, следует располагать:

— с давлением выше 1,2 МПа — не менее чем на 5 м выше самой высокой точки здания в радиусе 20 м от сбросного трубопровода, но не менее 6 м от уровня планировочной отметки площадки (земли);

— с давлением ниже 1,2 МПа включ. — не менее чем на 1 м выше дефлектора здания или на 2 м выше светоаэрационного фонаря соседнего (ближе 20 м) здания, но не менее 5 м от земли.

11.6.42 Сбросной трубопровод следует располагать со стороны здания, противоположной воздухозабору. При невозможности выполнения данного требования концевые участки сбросных и продувочных газопроводов необходимо располагать выше заборных устройств приточной вентиляции на расстоянии не менее 10 м по горизонтали и 6 м по вертикали.

Устройство оголовка сбросного трубопровода должно исключать рассеивание газа ниже плоскости его размещения и попадание в него атмосферных осадков.

11.6.43 Запрещается соединять трубопроводы сброса газа с предохранительных клапанов на нитках с различными величинами выходных давлений на одну свечу и монтаж запорной арматуры после предохранительных клапанов.

11.6.44 Продувка газового оборудования и газопроводов должна предусматриваться воздухом или инертным газом. Для подачи воздуха или инертного газа должны быть предусмотрены штуцера с запорными устройствами.

11.6.45 Газовые коллекторы, подводящие газ к ГТУ, необходимо прокладывать снаружи зданий по стенам или опорам, на высоте не менее 4,5 м от уровня земли, при этом они не должны пересекать оконных и дверных проемов.

11.6.46 Расстояния (в свету) между газопроводом и ограждающими конструкциями здания ТЭС должны быть, м, не менее:

0,15 — для труб диаметром, мм, до 200;

0,3 — то же от 200 “ 500 включ.;

0,5 — “ св. 500.

11.6.47 Газопроводы при прокладке через стены должны выполняться в стальных футлярах. Внутренний диаметр футляра должен быть не менее чем на 100 мм больше диаметра газопровода. Зазоры между газопроводом и футляром (концы футляра) следует уплотнять негорючим эластичным материалом.

11.6.48 Вводы газопроводов должны предусматриваться непосредственно в помещения, где находятся газоиспользующие установки, и прокладываться в местах, доступных для их обслуживания, осмотра и ремонта.

11.6.49 Расстояния между осями смежных трубопроводов и до края опорной конструкции необходимо выбирать в соответствии с приложением Н.

11.6.50 Сварные стыки газопроводов должны находиться от края опоры на расстоянии не менее 0,2 м.

11.6.51 Присоединение штуцеров к сварным швам, а также к гнутым элементам (в местах гибов) трубопроводов не допускается.

11.6.52 Для газопроводов I-а категории применение отводов, сваренных из секторов, не допускается.

11.6.53 Расстояния между газопроводом и электропроводами в местах пересечения и параллельной прокладки принимаются по требованиям правил устройства и защитных мер электробезопасности.

11.6.54 Блоки запорной арматуры следует размещать в специальном здании или в пристройке к главному корпусу здания ТЭС в обогреваемых помещениях, укрытиях (шкафах).

11.6.55 Газопровод от фильтров тонкой очистки, установленных на подводе газа, до горелочных устройств газовой турбины должен выполняться из коррозионностойкой стали.

11.6.56 Газопроводы должны быть окрашены в желтый цвет в соответствии с требованиями ТНПА.

11.6.57 Расстояния от газопроводов до зданий и сооружений ТЭС следует выбирать согласно приложению П.

11.6.58 Испытания газопроводов высокого давления I-а категории на прочность и проверку на герметичность следует производить после полной готовности трубопроводов в соответствии с ТНПА, устанавливающими требования к испытанию технологических трубопроводов.

Испытание трубопроводов на прочность следует производить гидравлическим или пневматическим способом давлением, равным $1,5P_{\text{раб}}$. Время испытаний при гидравлическом способе — 24 ч, время испытаний при пневматическом способе — 12 ч. Испытания гидравлическим способом проводятся при технической возможности полного удаления воды из газопровода.

Давление при проверке на герметичность принимается равным рабочему. Продолжительность проверки на герметичность определяется временем, необходимым для тщательного осмотра трассы с целью выявления утечек, но не менее 12 ч.

11.6.59 Подземные газопроводы должны быть защищены от коррозии в соответствии с государственными стандартами, устанавливающими требования к защите от коррозии подземных газопроводов, с учетом рабочего давления транспортируемого газа.

11.6.60 ППГ должен обеспечивать очистку газа от жидких и твердых частиц, редуцирование и (или) компримирование газа, его подогрев и охлаждение (при необходимости) и измерение расхода.

11.6.61 Обводные газопроводы (байпасы) в ППГ не предусматриваются. Технологические схемы газопроводов ППГ и газопроводов газовой турбины должны предусматривать установку поворотных или листовых ремонтных заглушек, системы продувочного агента и продувочных газопроводов для обеспечения требований безопасности при выводе оборудования и газопроводов в ремонт и вводе в эксплуатацию после ремонта. Для газопроводов давлением выше 1,2 МПа на каждом продувочном газопроводе должны предусматриваться два запорных устройства со штуцером между ними для отбора проб от продуваемого участка для анализа. Штуцер для отбора проб необходимо оборудовать запорным устройством. Каждый штуцер подвода продувочного агента, отбора проб на анализ, подвода среды для настройки ПСК следует оборудовать устройством (резьбовой заглушкой) для обеспечения герметичности.

11.6.62 Технические средства для подготовки газа разрешается размещать в зданиях (укрытиях), контейнерах (блочное исполнение) и на открытом воздухе. Площадка размещения ППГ должна иметь ограждение.

Расстояния от зданий (укрытий) и сооружений ППГ относительно других зданий и сооружений электростанции должно соответствовать требованиям пожарной безопасности.

При блочном исполнении разрешается их размещение вблизи здания ГТУ или непосредственное примыкание. В этом случае расстояния от ДКС до здания ГТУ не нормируются.

11.6.63 Расстояния между зданиями (укрытиями) и сооружениями в пределах ППГ не нормируются.

11.6.64 Очистку газа от твердых частиц и капельной жидкости следует предусматривать в фильтрах и сепараторах с автоматическим сливом жидкости в резервуар вместимостью не менее 1 м³.

11.6.65 Линии редуцирования и газопроводы на длине не менее 20 м после регулятора комбинированного давления следует проектировать с шумопоглощающей изоляцией или с установкой шумоглушителей.

11.6.66 Производственные помещения и помещения управления ППГ с площадью более 60 м² должны иметь запасный выход, расположенный с противоположной стороны основному. Запасный выход должен быть наружу здания.

11.6.67 Каждое помещение ППГ категории А по взрывопожарной опасности следует оборудовать стационарными сигнализаторами загазованности и оснащать светозвуковой предупредительной сигнализацией загазованности с выводом на БЩУ. При достижении 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени в воздухе помещения ППГ должна включаться аварийная вентиляция и выводится сигнал на БЩУ. При достижении 20 % нижнего концентрационного предела распространения пламени светозвуковая сигнализация выводится на БЩУ, а также перед входом в помещения ППГ.

11.6.68 Полы ППГ следует выполнять из негоряемых и неискрообразующих материалов. Двери помещений должны открываться наружу.

11.6.69 Размещение оборудования, газопроводов, арматуры и приборов должно обеспечивать их удобное обслуживание и ремонт. Ширина основного прохода в помещении ППГ должна составлять не менее 0,8 м.

11.6.70 Газопроводы, применяемые в системе газоснабжения ГТУ, ПГУ и ГПА ТЭС, должны выполняться из стальных труб:

— бесшовных горячедеформированных, используемых для паровых котлов и трубопроводов (давлением до 6,4 МПа, диаметром до 426 мм);

— бесшовных холоднодеформированных и теплodeформированных по ГОСТ 8733, группы В, изготовленных из катаной заготовки или из слитка методом пилигримной прокатки со 100 %-ным ультразвуковым контролем производителя, с гарантией испытаний на загиб или раздачу по ГОСТ 8733 (1.10) (давлением до 1,6 МПа, диаметром до 45 мм);

— электросварных прямошовных по ГОСТ 20295 (давлением до 2,5 МПа, диаметрами 530, 620, 720, 820, 1020 мм); для газонефтепроводов (давлением до 2,5 МПа, диаметром 1020 и 1220 мм); термообработанных, группы В, с гарантией испытаний на загиб по ГОСТ 10705 (2.16) и испытанием сварного соединения на растяжение по ГОСТ 10705 (2.18) (давлением до 1,6 МПа, диаметром до 426 мм);

— бесшовных из коррозионностойких марок стали, в том числе с повышенным качеством поверхности;

— электросварных спиральношовных (только для прямых участков) по ГОСТ 20295 (давлением до 2,5 МПа, диаметром от 530 до 1020 мм).

Разрешается применение и других труб из спокойной углеродистой и низколегированной стали, технические требования к которым должны быть не ниже, указанных в стандартах на вышеперечисленные трубы.

11.6.71 Стальные трубы для газопроводов следует предусматривать из спокойных углеродистых сталей 10 и 20 по ГОСТ 1050; СтЗсп5 по ГОСТ 380; низколегированных сталей 17ГС, 17Г1С, 17Г1С-У, 09Г2С по ГОСТ 19281 и коррозионностойкой стали 08Х18Н10Т по ГОСТ 5632.

Марки углеродистых и низколегированных сталей следует выбирать в зависимости от рабочих параметров транспортируемого газа и расчетной температуры окружающего воздуха в районе строительства.

Стальные сварные трубы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны пройти 100 %-ный контроль заводского шва неразрушающими методами.

11.6.72 Детали, блоки, сборочные единицы трубопроводов, опоры и подвески для газопроводов давлением до 4,0 МПа следует применять в соответствии с ТНПА, содержащими требования к трубопроводам ТЭС.

Для газопроводов с давлением выше 4,0 МПа следует применять детали и сборочные единицы из углеродистых сталей, предназначенные для газопроводов с давлением не ниже 6,4 МПа.

11.6.73 Трубопроводы газа, элементы и оборудование газопроводов должны рассчитываться на рабочее давление транспортируемого газа.

11.6.74 Проекты газопроводов I-а категории должны содержать требования контроля поперечных сварных соединений неразрушающими методами в 100 %-ном объеме.

11.6.75 Для компенсации температурных деформаций газопровода следует использовать самокомпенсацию за счет поворотов и изгибов его трассы или предусматривать установку специальных компенсирующих устройств (П-образных компенсаторов).

Применение сальниковых, линзовых и волнистых компенсаторов не допускается.

11.6.76 На всех газопроводах следует применять только стальную арматуру. Не допускается применение арматуры из ковкого и серого чугуна общего назначения и из цветных металлов.

Необходимо применять в основном безфланцевую (приварную) арматуру.

Герметичность затворов арматуры для всех газопроводов должна обеспечивать отсутствие видимых утечек в течение времени испытания и соответствовать классу А согласно ГОСТ 9544. Арматура должна быть предназначена для газовой среды.

11.6.77 В целях автоматизации управления процессом запорная арматура в системе газоснабжения должна применяться с дистанционно управляемыми приводами (электрическими, пневматическими).

Питание электромагнита ПЗК на постоянном или переменном токе выбирается исходя из технико-экономического обоснования. Питание постоянным током должно осуществляться от шин аккумуляторной батареи или от батареи предварительно заряженных конденсаторов при условии оснащения схемы управления устройством непрерывного контроля исправности цепей. Питание переменным током должно осуществляться от двух независимых источников при условии установки блока непрерывного питания. Время закрытия ПЗК не должно превышать 1 с.

Запорная арматура должна оснащаться электроприводом и иметь ручное управление.

1.6.78 Электроприводы к арматуре следует применять на основе классификации категорий взрывоопасных зон, категорий и групп взрывоопасных смесей.

При установке на открытом воздухе арматуру с электроприводом разрешается применять в пределах расчетных температур наружного воздуха, указываемых в технических паспортах на электроприводы. Электрооборудование запорной арматуры, устанавливаемой на открытом воздухе, должно иметь соответствующее этим условиям исполнение и быть защищено от атмосферных осадков.

11.6.79 Устанавливаемая на газопроводах арматура должна быть легкодоступна для управления, обслуживания и ремонта.

11.6.80 Арматуру следует располагать на участках газопроводов с минимальными значениями изгибающих и крутящих напряжений.

Арматуру массой более 500 кг необходимо располагать на горизонтальных участках газопроводов, при этом необходимо предусматривать для нее специальные опоры или подвески.

11.6.81 Трубопроводы должны иметь сварные неразъемные соединения.

Фланцевые соединения разрешаются только в местах установки арматуры или подсоединения трубопроводов к аппаратам, а также на тех участках, где по условиям технологии требуется периодическая разборка для проведения чистки и ремонта трубопроводов.

Фланцевые соединения следует размещать в местах, открытых и доступных для визуального наблюдения, обслуживания, разборки, ремонта и монтажа.

11.6.82 Для удобства установки заглушек на газопроводах в проекте должны предусматриваться фланцевые соединения для установки поворотной или листовой заглушки с приспособлением для разжима фланцев и токопроводящей перемычкой.

Разрешается установка заглушек во фланцевом соединении.

11.6.83 Пространство в пределах 3 м по горизонтали и вертикали от запорной арматуры и фланцевых соединений газопроводов следует относить к взрывоопасным зонам.

11.6.84 Во взрывоопасных зонах следует устанавливать взрывозащищенные электрические машины, аппараты и приборы со степенью защиты оболочки не ниже IP54.

11.6.85 Стационарные светильники, устанавливаемые в зонах В-1а и В-1г, должны иметь исполнение повышенной надежности против взрыва, переносные светильники в зоне В-1а должны быть взрывобезопасными, в зоне В-1г — повышенной надежности против взрыва.

11.6.86 Защита от статического электричества и устройство молниезащиты ППГ должны выполняться в соответствии с ТНПА.

11.6.87 Площадка ППГ должна иметь наружное электроосвещение. Светильники должны быть размещены либо на специально предусмотренных опорах, либо на опорах молниеприемников. Управление освещением следует предусматривать ручным с распределительного щита, расположенного в здании или в одном из контейнеров ППГ.

11.6.88 Электрические КИП, устанавливаемые во взрывоопасных помещениях и наружных установках, должны иметь взрывозащищенное исполнение.

11.6.89 Системы отопления и вентиляции помещений в зданиях и сооружениях газоснабжения, а также главного корпуса с ГТУ, работающими на природном газе, следует проектировать в соответствии с требованиями [3] и других ТНПА.

11.6.90 Температура воздуха в производственных помещениях, где располагается газовое оборудование, с временным пребыванием обслуживающего персонала должна быть:

— в холодный период года — не ниже минимального значения, указанного в паспорте изготовителя (не ниже 5 °С при пребывании работающих не более 15 мин и не ниже 10 °С при пребывании работающих не более 2 ч);

— в теплый период года — не выше максимального значения, указанного в паспорте изготовителя (не более 40 °С при пребывании работающих не более 15 мин).

11.6.91 При расчете систем отопления для обеспечения в помещениях допустимой температуры следует учитывать потери тепла через ограждающие конструкции и расход тепла на нагревание приточного воздуха (при проектировании вентиляции с естественным побуждением). Прокладка трубопроводов систем отопления должна предусматриваться открытой, все соединения трубопроводов должны быть сварными, арматура должна быть вынесена из взрывоопасной зоны.

Все соединения трубопроводов в пределах помещений компрессоров, помещений электродвигателей, помещений газотурбинных двигателей должны быть сварными, арматура должна быть вынесена из взрывоопасной зоны.

11.6.92 В помещениях ППГ и ДКС следует предусматривать общеобменную вентиляцию с естественным побуждением в размере не менее трехкратного воздухообмена в 1 ч. Системы вентиляции с механическим побуждением или смешанные системы вентиляции следует проектировать при невозможности обеспечения расчетных параметров воздуха за счет вентиляции с естественным побуждением.

В помещениях ДКС следует предусматривать аварийную вентиляцию с механическим побуждением в дополнение к общеобменной из верхней зоны, в объеме восьмикратного обмена в 1 ч.

11.6.93 Системы аварийной вентиляции должны включаться автоматически при срабатывании установленных в помещениях газоанализаторов при достижении 10 % нижнего концентрационного предела распространения пламени.

11.6.94 В помещениях главного корпуса, в которых расположены газовые турбины, следует предусматривать общеобменную приточно-вытяжную вентиляцию с механическим или естественным побуждением в зависимости от принятой схемы вентиляции, но не менее трехкратного воздухообмена в 1 ч в пределах каждого энергетического блока. Принятая система организации воздухообмена должна исключать возможность образования застойных зон в пределах площадок и помещений.

11.6.95 Помещения машинного зала, котельного отделения следует оборудовать отоплением, обеспечивающим в период монтажа и ремонта оборудования температуру внутреннего воздуха не ниже 10 °С. Тепловую производительность системы отопления следует предусматривать на возмещение 100 % потерь тепла и подогрев наружного воздуха, поступающего за счет инфильтрации, в машинном отделении — в количестве 0,4-кратного воздухообмена помещения, в котельном отделении — 0,7-кратного воздухообмена помещения в 1 ч.

12 Системы учета расхода газа

12.1 Выбор метода учета, средств измерения расхода газа и измерительной системы следует производить в зависимости от объема и режима газопотребления, системы газоснабжения потребителя и давления газа и с учетом возможности использования выбранных приборов в системах телеметрии узлов учета газа.

12.2 Система учета расхода газа на объектах газоснабжения должна обеспечивать выполнение следующих основных задач:

- осуществление расчетов между поставщиком газа и газоснабжающей организацией;
- осуществление расчетов между газоснабжающей организацией и потребителями газа;
- контроль за соблюдением потребителями установленных планов (лимитов), норм и режимов газопотребления;
- разработку технически обоснованных норм расхода газа;
- осуществление внутрипроизводственных расчетов;
- сведение баланса между объемом газа, поступившим в трубопроводную сеть газоснабжающей организации, и объемом газа, использованным из нее потребителями газа за отчетный период;
- определение потерь газа за отчетный период;
- передачу данных на диспетчерский пункт газоснабжающей организации.

12.3 Учет расхода газа должен предусматриваться по всем потребителям независимо от объемов газопотребления и ведомственной принадлежности с помощью стационарных средств измерения и измерительных систем, допущенных к применению на территории Республики Беларусь.

12.4 При питании от одного источника газоснабжения ГРП нескольких потребителей различных тарифных групп (юридические и физические лица) узлы учета газа или (и) приборы учета расхода газа должны быть установлены для потребителей каждой тарифной группы.

12.5 Средства измерений, применяемые в системе учета расхода газа, должны обеспечивать измерение объема газа, приведенного к нормальным условиям, в диапазоне от минимального значения до максимального значения измеряемого объема с суммарной относительной погрешностью, не превышающей $\pm 1,5\%$.

Для внутрипроизводственного (поагрегатного) учета расхода газа могут применяться средства измерений учета расхода газа с классом точности на одну ступень ниже.

По бытовым потребителям газа погрешность средств измерений не должна превышать $\pm 3\%$.

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

12.7 Выбор средств измерения для узлов учета газа или пунктов учета расхода газа следует осуществлять с учетом мнения газоснабжающей организации.

12.8 При проектировании узлов учета газа или пунктов учета расхода газа с использованием стандартных сужающих устройств следует руководствоваться требованиями ГОСТ 8.586.1—ГОСТ 8.586.5.

12.9 Узлы учета газа и (или) приборы для учета расхода газа следует размещать:

- в помещении технологического оборудования ГРП;
- в обособленном помещении ГРП, отделенном от помещения технологического оборудования газонепроницаемой перегородкой I типа;
- в помещении газифицируемого оборудования;
- в помещениях, пристроенных и встроенных в здания, не ниже II степени огнестойкости с соблюдением требований 8.2.4, 8.3.2, 12.11, 12.12;
- вне помещений в закрывающемся шкафу (ящике), изготовленном из негорючих материалов;
- в отдельно стоящем здании — пункте учета (измерения) расхода газа.

Бытовые приборы учета расхода газа разрешается также устанавливать в оборудованных вытяжной вентиляцией нежилых помещениях, за исключением ванных комнат и санитарных узлов, температура воздуха в которых $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ и выше, примыкающих к кухням: в коридорах, передних и т. д.

12.10 Бытовые приборы учета расхода газа внутри помещений следует устанавливать на высоте не менее 0,5 м от пола до низа бытового прибора учета расхода газа и на расстоянии по горизонтали от края бытового прибора учета расхода газа до оси ближайшей горелки газовой плиты не менее 0,4 м.

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

Установка бытовых приборов учета расхода газа, не оборудованных корректорами или температурными компенсаторами, запрещается, за исключением случаев установки приборов учета расхода газа в отапливаемых помещениях квартир в многоквартирных жилых домах.

Могут устанавливаться бытовые приборы учета расхода газа, обеспечивающие возможность дистанционного считывания показаний о количестве потребленного газа.

12.11 Приборы и датчики с выходным электрическим сигналом или потребляющие электрическую энергию, устанавливаемые в пожароопасном и взрывоопасном помещении или в пределах взрывоопасной зоны наружных установок, должны быть во взрывозащищенном исполнении.

12.12 При установке приборов в обычном исполнении в помещении с нормальной средой вводы импульсных газопроводов в эти помещения должны предусматриваться через разделительные устройства, исключающие возможность попадания газа в помещение КИП.

Возможен ввод импульсных газопроводов в эти помещения с установкой дроссельных шайб на каждом импульсном газопроводе, при этом помещение должно быть оборудовано сигнализаторами загазованности и системой аварийной вентиляции, которая должна включаться при появлении загазованности более 10 % от нижнего концентрационного предела воспламеняемости газа в помещении КИП.

12.13 Пункты учета расхода газа следует предусматривать на границах раздела балансовой принадлежности и устанавливать на обводном газопроводе. На газопроводе следует устанавливать одно отключающее устройство, а на обводном — два.

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

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

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

В помещении датчиков и вторичных приборов следует предусматривать естественное и искусственное освещение, отопление и постоянно действующую вентиляцию с естественным побуждением, обеспечивающую не менее трехкратного воздухообмена в 1 ч.

Помещение мини-котельной должно быть отделено от помещения датчиков и других помещений пункта учета расхода газа глухими газонепроницаемыми противопожарными перегородками I типа с пределом огнестойкости не ниже EI(REI)45.

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

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

12.15 На одном газопроводе возможна установка параллельно не более двух приборов учета расхода газа.

Устройство обводного газопровода (байпаса) обязательно при установке одного прибора учета расхода газа и двух, если оба прибора учета расхода газа рабочие.

Примечание — Данное требование не распространяется на бытовые приборы учета расхода газа.

12.16 В узлах учета газа с измерительной диафрагмой следует предусматривать обводной газопровод (байпас).

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

13 Газонаполнительные станции, газонаполнительные пункты, промежуточные склады баллонов, автомобильные газозаправочные станции

13.1 Общие указания

13.1.1 Настоящий раздел устанавливает требования к проектированию ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС, предназначенных для снабжения СУГ потребителей, использующих эти газы в качестве топлива.

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

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

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

13.2 Газонаполнительные станции сжиженных газов

13.2.1 ГНС предназначаются для приема от поставщиков СУГ, поступающих железнодорожным, водным, автомобильным и трубопроводным транспортом; хранения их в надземных и подземных резервуарах; розлива сжиженных газов в баллоны и автоцистерны и поставки в них газа потребителям; приема пустых и выдачи наполненных баллонов; ремонта, технического освидетельствования и окраски баллонов. Требования, предъявляемые к проектированию кустовых баз сжиженных газов, аналогичны требованиям к проектированию ГНС, изложенным в настоящих строительных нормах.

13.2.2 ГНС следует располагать вне селитебной территории населенных пунктов с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилым районам.

13.2.3 Выбор площадки для строительства ГНС необходимо предусматривать с учетом приведенных в 13.4.1 расстояний до окружающих ГНС зданий и сооружений, а также наличия в районе строительства железных и автомобильных дорог.

13.2.4 Площадку под строительство ГНС следует предусматривать с учетом обеспечения снаружи от границы производственной и вспомогательной зон ГНС противопожарного разрыва шириной 10 м и минимальных расстояний от зданий и сооружений, расположенных в производственной зоне, до лесных массивов: хвойных и смешанных пород — 50 м, лиственных пород — 20 м.

13.2.5 Подъездной железнодорожный путь не должен проходить через территорию других предприятий. Разрешается прохождение подъездного железнодорожного пути к ГНС через территорию не более одного предприятия при условии устройства в пределах территории предприятия самостоятельного транзитного пути для ГНС.

13.3 Основные здания и сооружения газонаполнительной станции

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

а) в производственной зоне:

- 1) железнодорожный путь с эстакадой и сливными устройствами для слива СУГ из железнодорожных цистерн в резервуары базы хранения;
- 2) базу хранения с резервуарами для СУГ;
- 3) насосно-компрессорное отделение;
- 4) испарительное отделение;
- 5) наполнительный цех;
- 6) отделение технического освидетельствования баллонов;
- 7) отделение окраски баллонов;
- 8) колонки для наполнения автоцистерн СУГ, колонки для слива газов из автоцистерн при доставке газа на ГНС автомобильным транспортом и колонки для заправки принадлежащих газоснабжающим организациям газобаллонных автомобилей;
- 9) теплообменные установки для подогрева газа;
- 10) резервуары для слива из баллонов неиспарившегося газа и газа из переполненных и неисправных баллонов;
- 11) внутриплощадочные трубопроводы для перемещения паровой и жидкой фазы СУГ в соответствии с технологической схемой ГНС;

б) во вспомогательной зоне:

- 1) цех вспомогательного назначения с размещением в нем административно-хозяйственных и бытовых помещений, лабораторий, насосной, механических мастерских по ремонту оборудования ГНС, баллонов и вентилях, аккумуляторной и других помещений;
- 2) котельную (при невозможности подключения к существующим источникам теплоснабжения);
- 3) трансформаторную подстанцию;
- 4) резервуары для противопожарного запаса воды;
- 5) водонапорную башню;
- 6) складские и другие помещения;
- 7) здание для технического обслуживания автомобилей;
- 8) открытую стоянку с воздухоподогревом для автотранспорта;
- 9) мойку для автомобилей;
- 10) пункт технического контроля.

Во вспомогательной и в производственной зонах могут предусматриваться:

- воздушная компрессорная;
- автовесы.

В насосно-компрессорном и испарительном отделениях разрешается предусматривать ГРУ для собственных нужд ГНС.

В каждом здании производственной зоны следует предусматривать санитарный узел и гардеробные.

Перечень зданий и сооружений ГНС следует предусматривать в задании на проектирование.

В производственной зоне могут предусматриваться железнодорожные весы.

Гараж может выделяться в самостоятельное хозяйство с размещением его вне территории ГНС.

СН 4.03.01-2019

13.3.2 Разрешается размещение газовой службы, примыкающей к территории ГНС со стороны вспомогательной зоны.

13.4 Размещение зданий и сооружений газонаполнительной станции

13.4.1 Минимальные расстояния от резервуаров базы хранения СУГ до зданий и сооружений, не относящихся к ГНС, следует принимать по таблице 13.1, до дорог — по таблице 13.2.

Таблица 13.1

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

* Внутренний объем.

Таблица 13.2

Дороги, находящиеся вне территории ГНС	Расстояние, м, от резервуаров до дорог при общей вместимости резервуаров, м ³ , на ГНС			
	до 200 включ.		св. 200	
	надземных	подземных	надземных	подземных
Железные дороги общей сети (до подшвы 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

13.4.2 Минимальное расстояние от надземных резервуаров ГНС до мест, где одновременно может находиться более 800 чел. (стадионов, рынков, парков и т. п.), а также до территории школ и детских учреждений, независимо от числа мест в них, следует увеличить в 2 раза по сравнению с приведенными в таблице 13.1.

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

13.4.4 Размещение на ГНС шаровых резервуаров с единичной вместимостью св. 200 м³ следует предусматривать по ТНПА на проектирование товарных складов предприятий нефтяной и нефтехимической промышленности. При этом расстояния от этих резервуаров до зданий и сооружений, а также расстояния между резервуарами следует принимать не менее значений, приведенных в настоящем подразделе.

13.4.5 Расстояние от железнодорожной сливной эстакады ГНС следует принимать не менее:

— до зданий и сооружений, не относящихся к ГНС, — значений, приведенных в таблицах 13.1 и 13.2 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 — значений, приведенных в таблице 13.5;

— до надземных резервуаров базы хранения ГНС — 20 м.

13.4.6 Расстояние от ГНС общей вместимостью резервуаров св. 100 м³ до предприятий с легко воспламеняющимися материалами (нефтебазы, нефтеперерабатывающие заводы, ацетиленовые станции, склады киноплёнок и т. п.) следует принимать по ТНПА по проектированию этих предприятий, но не менее расстояний, указанных в таблице 13.1.

13.4.7 Минимальные расстояния от резервуаров ГНС, размещаемых на территории промышленных предприятий, до зданий и сооружений этих предприятий следует принимать по таблицам 13.3 и 13.4.

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

Таблица 13.3

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 включ.	10	30	15
Св. 50 “ 100 “	25	50	25
“ 100 “ 200 “	50	70	35
“ 200 “ 300 “	50	90	45
“ 300 “ 500 “	50	110	55
“ 500 “ 2000 “	100	200	100
“ 2000 “ 8000 “	св. 100, но не более 600	300	150

Таблица 13.4

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

13.4.8 Расстояние от резервуаров СУГ общей вместимостью 500 м³ и менее для ГНС, размещаемых на территории промышленных предприятий, до зданий, агрегатов и установок категории Г, относящихся к предприятию, следует принимать на 30 % более приведенных в таблице 13.3.

13.4.9 Расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории ГНС, следует принимать не менее значений, указанных в таблице 13.5.

Таблица 13.5

Здания и сооружения ГНС	Расстояния между зданиями и сооружениями ГНС, м (порядковые номера зданий и сооружений соответствуют приведенным в первой графе)									
	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

Окончание таблицы 13.5

Здания и сооружения ГНС	Расстояния между зданиями и сооружениями ГНС, м (порядковые номера зданий и сооружений соответствуют приведенным в первой графе)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2 Подземные резервуары базы хранения	10	—	10	20	30	10	20	10	5	40
3 Помещения категории А и погрузочно-разгрузочные площадки для баллонов	15	10	—	15	40	15	30	5	10	40
4 Колонки для налива СУГ в автоцистерны и заправочные колонки	30	20	15	—	30	15	15	10	10	15
5 Котельная, ремонтная мастерская, здание для технического обслуживания автомобилей, складские здания	40	30	40	30	—	По таблице 14.2	*	*	*	**
6 Прирельсовый склад баллонов	15	10	15	15	По таблице 14.2	—	По таблице 14.2	5	*	40
7 Вспомогательные здания без применения открытого огня	30	20	30	15	*	По таблице 14.2	—	*	*	**
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 ТКП 45-3.01-155. ** Расстояния следует принимать по СН 2.02.02.										
<i>Примечание</i> — Расстояния от зданий и сооружений, размещаемых на территории ГНС, до зданий подстанций и помещений электrorаспределительных устройств целесообразно принимать по [5] (раздел 7), а до электrorаспределительных устройств, размещенных непосредственно в производственных невзрывоопасных помещениях, по таблице 13.5.										

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

13.5 Планировка территории, дороги, требования к зданиям и сооружениям

13.5.1 Территория ГНС должна быть ограждена проветриваемой оградой из негорючих материалов.

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

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

13.5.4 Планировку площадок ГНС и проектирование подъездных и внутриплощадочных дорог следует выполнять в соответствии с требованиями СН 3.03.03, СН 3.03.04, ТКП 45-3.01-155, ТКП 45-3.03-227, настоящих строительных норм, а также целесообразно руководствоваться [14].

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

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

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

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

Для ГНС с резервуарами вместимостью св. 500 м³ следует предусматривать два рассредоточенных выезда: основной и запасной для аварийной эвакуации автотранспорта. Присоединение запасного выезда к подъездной автодороге необходимо предусматривать на расстоянии не менее 40 м от основного выезда. Автомобильные дороги для противопожарных проездов следует проектировать на две полосы движения.

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

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

Для колонок следует предусматривать защиту от наезда автомобилей.

13.5.9 Для ГНС и установок регазификации СУГ, размещаемых на территории промышленных предприятий, может предусматриваться один въезд на территорию ГНС.

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

13.5.11 При проектировании зданий и сооружений ГНС, кроме требований настоящего раздела, следует выполнять требования, предусмотренные ТКП 45-3.02-90, ТКП 45-2.02-315, а также целесообразно руководствоваться [11].

13.5.12 Насосно-компрессорное отделение следует размещать в отдельно стоящем здании, в котором может предусматриваться размещение испарительной (теплообменной) установки. Может быть выполнена блокировка насосно-компрессорного отделения с наполнительным цехом.

13.5.13 В здании наполнительного цеха следует предусматривать:

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

— отделение дегазации баллонов;

— погрузочно-разгрузочную площадку для баллонов.

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

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

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

13.5.15 Производственные процессы в зданиях и помещениях ГНС, где возможно образование взрывоопасной среды (отделения: насосно-компрессорное, наполнения и слива, дегазации баллонов, окрасочное, а также помещения испарительных установок и вытяжных венткамер), следует относить к категории А. Категории зданий и помещений следует указывать в проектной документации.

13.5.16 Производственные здания, установки и сооружения ГНС в отношении опасности при применении электрооборудования следует относить к классу:

- В-Ia — помещения отделений: насосно-компрессорного, наполнения и слива баллонов, дегазации баллонов, окрасочного, испарительного, а также вентиляционные камеры вытяжной вентиляции для этих помещений;
- 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 целесообразно определять по [5].

13.5.17 В помещении насосно-компрессорного и наполнительного отделений следует предусматривать: порошковые огнетушители из расчета не менее 100 кг порошка при площади помещения до 200 м² и не менее 250 кг — при площади помещения до 500 м²; углекислотные огнетушители при площади помещения до 500 м² с массой огнетушащего вещества 80 кг — не менее 3 шт.

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

Размеры площадок с учетом проходов следует определять 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.

Должно быть предусмотрено искусственное освещение во взрывозащищенном исполнении.

13.6 Сливные устройства

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

Для обслуживания сливных устройств следует предусматривать эстакады из негорючих материалов с площадками для присоединения сливных устройств к цистернам. В конце эстакады следует предусматривать лестницы шириной не менее 0,7 м с уклоном не более 45°. Лестницы, площадки и эстакады должны иметь перила высотой 1 м со сплошной обшивкой понизу высотой не менее 90 мм.

13.6.2 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.

Скоростные клапаны могут не предусматриваться при бесшланговом способе слива (налива) газа (по металлическим трубопроводам специальной конструкции) при обеспечении надежности этой конструкции.

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

13.7 Резервуары для сжиженного углеводородного газа

13.7.1 Резервуары, предназначенные для приема и хранения СУГ на ГНС, должны соответствовать требованиям раздела 16.

Обвязку резервуаров следует предусматривать с учетом возможности отдельного приема и хранения газа различных марок, предусмотренных СТБ 2262.

13.7.2 Вместимость базы хранения следует определять в зависимости от суточной производительности ГНС, степени заполнения резервуаров и количества резервируемого для хранения СУГ на ГНС. Количество резервируемого для хранения СУГ следует определять в зависимости от расчетного времени работы ГНС без поступления t , сут, определяемого по формуле

$$t = \frac{L}{V} + t_1 + t_2, \tag{13.1}$$

- где L — расстояние от завода-поставщика сжиженных газов до ГНС, км;
- V — нормативная суточная скорость доставки грузов повагонной отправки, км/сут; разрешается принимать 330 км/сут;
- t_1 — время, затрачиваемое на операции, связанные с отправлением и прибытием груза; принимают 1 сут;
- t_2 — время, на которое следует предусматривать эксплуатационный запас сжиженных газов на ГНС; принимают в зависимости от местных условий от 3 до 5 сут.

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

13.7.3 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 может сокращаться время t до 2 сут.

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

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

К надземным могут относиться резервуары, у которых нижняя образующая находится на одном уровне или выше планировочной отметки прилегающей территории.

К подземно расположенным резервуарам относятся резервуары, у которых верхняя образующая находится ниже планировочной отметки земли не менее чем на 0,2 м.

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

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

13.7.5 Резервуары следует устанавливать с уклоном от 2 % до 3 % в сторону сливного патрубка.

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

Площадки и лестницы следует выполнять в соответствии с требованиями, предусмотренными 13.6.1.

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

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

13.7.8 Надземные резервуары следует располагать группами в районе пониженных планировочных отметок площадки ГНС.

Максимальную общую вместимость надземных резервуаров в группе следует принимать в соответствии с таблицей 13.6.

Таблица 13.6

Общая вместимость резервуаров ГНС, м ³	Общая вместимость резервуаров в группе, м ³
До 2000 включ.	1000
св. 2000 “ 8000 “	2000

Максимальные расстояния в свету между группами резервуаров следует принимать по таблице 13.7.

Таблица 13.7

Общая вместимость резервуаров в группе, м ³	Расстояние в свету между внешними образующими крайних резервуаров групп, расположенных надземно, м
До 200 включ.	5
св. 200 “ 700 “	10
“ 700 “ 2000 “	20

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

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

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

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

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

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

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

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

13.7.14 Следует защищать от коррозии резервуары:

— подземные — в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и ТНПА, утвержденными в установленном порядке;

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

13.8 Технологическое оборудование газонаполнительной станции

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

Может использоваться энергия сжатого природного газа для слива и налива СУГ. Допустимое абсолютное давление $P_{доп}$, МПа, в опорожняемом резервуаре при поддавливании природным газом определяется из графика (рисунок 13.1) в зависимости от температуры СУГ T , °С, и абсолютного давления P_0 , МПа, в нем до начала поддавливания. При этом должен быть предусмотрен контроль температуры СУГ в опорожняемом резервуаре или на сливном трубопроводе.

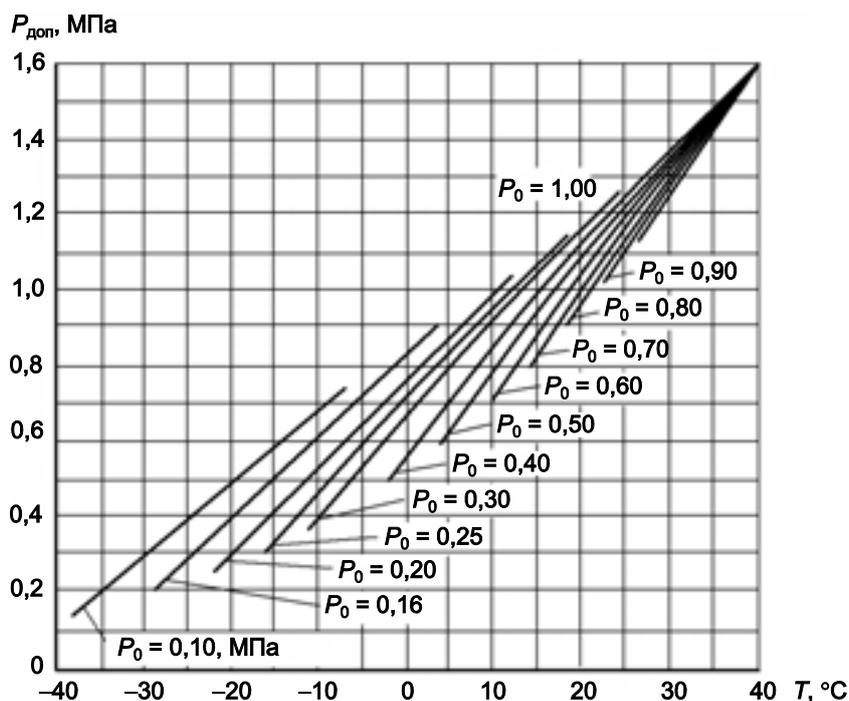


Рисунок 13.1

13.8.2 Разрешается при сливе СУГ с применением сжатого природного газа поддерживать абсолютное давление P , МПа, в опорожняемом резервуаре выше величины $P_{доп}$, определенной из графика (см. рисунок 13.1), но не более 1,6 МПа. При этом, если опорожняемая емкость не оборудована элементами, разделяющими паровую и жидкую фазы, последняя порция СУГ является некондиционной и не должна сливаться из резервуара. Объем этой порции V , л, определяют по формуле

$$V = 12z_1 S \cdot \sqrt{t}, \tag{13.2}$$

где z_1 — параметр, определяемый из графика (рисунок 13.2) по известным P , $P_{доп}$ и P_0 ;
 S — площадь максимального горизонтального сечения опорожняемого резервуара, м²;
 t — время, ч, в течение которого давление P в опорожняемой емкости поддерживалось выше величины $P_{доп}$.

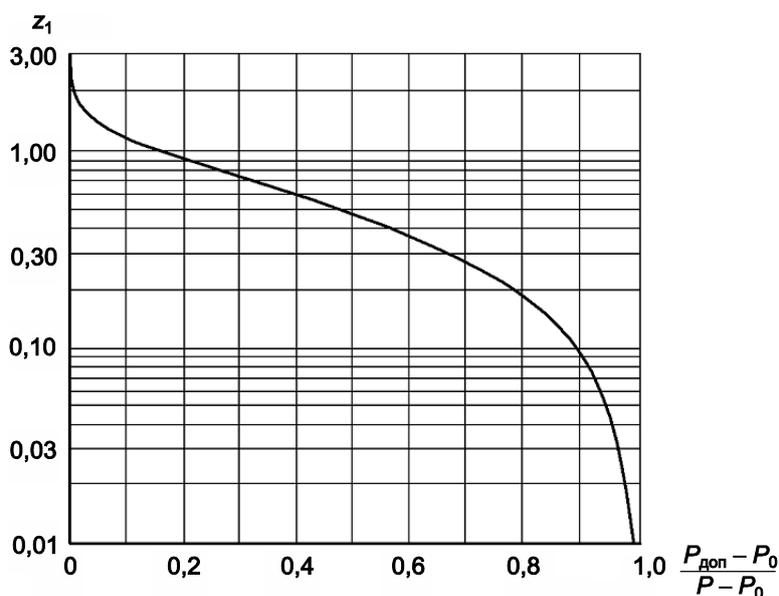


Рисунок 13.2

Некондиционный остаток либо разбавляется свежим СУГ в пропорции не менее чем 1:10, либо используется для наддува других резервуаров путем отсоса паровой фазы. Кондиционность его восстанавливается, если давление в паровой фазе за счет отсоса поддерживалось ниже $P_{\text{доп}}$ в течение времени не менее, чем утроенное время t предшествующего слива при повышенном давлении.

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

13.8.3 Компрессоры и насосы следует размещать в отапливаемых помещениях. При применении насосов и компрессоров, обеспечивающих работоспособность при отрицательных температурах, возможна их установка на открытой территории под навесами.

Пол помещения, где размещаются насосы и компрессоры, должен быть не менее чем на 0,15 м выше планировочных отметок прилегающей территории.

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

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

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

13.8.4 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 могут объединяться с продувочными трубопроводами от фильтров. На напорном коллекторе насосов следует предусматривать перепускное устройство, соединенное со 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.

13.8.5 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 13.10.18 и 13.10.19;
- повышения давления на нагнетательных линиях насоса и компрессора св. 1,6 МПа;
- достижения максимального уровня в заполняемом резервуаре (для агрегатов, предусматриваемых для заполнения резервуаров).

13.8.6 Испарители (теплообменники) следует оборудовать автоматикой, обеспечивающей отключение испарителя при аварийных ситуациях (выход жидкой фазы из испарительной установки в газопровод паровой фазы и повышение давления паровой и жидкой фаз выше допустимого), а также при максимальном уровне газа в заполняемом резервуаре в случае заполнения резервуаров с помощью испарителей (теплообменников).

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

При реконструкции существующих насосно-компрессорных отделений может сохраняться соединение двигателя с насосом или компрессором клиноременной передачей при условии исключения возможности искробразования.

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

13.8.9 Контроль степени наполнения баллонов следует предусматривать с помощью взвешивания или другим методом, обеспечивающим не меньшую точность определения степени наполнения всех баллонов (100 %). Для обеспечения контроля герметичности баллонов в холодное время года разрешается предусматривать установки для подогрева газа.

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

- в пределах базы хранения — при общей вместимости резервуаров св. 10 м³;
- на расстоянии не менее 3 м от здания наполнительного цеха (на непроезжей территории) — при общей вместимости резервуаров до 10 м³.

13.8.11 Для наполнения СУГ автоцистерн и заправки газобаллонных автомобилей, принадлежащих газоснабжающим организациям, следует предусматривать наполнительные и заправочные колонки, которые следует размещать на общей площадке. Могут предусматриваться заправочные колонки вне территории ГНС на расстоянии не менее 20 м от ограды ГНС.

13.8.12 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.

13.8.13 Для контроля степени заполнения автоцистерн следует предусматривать автовесы.

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

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

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

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

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

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

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

13.9 Газопроводы, арматура и контрольно-измерительные приборы

13.9.1 Газопроводы ГНС следует проектировать с учетом обеспечения отдельного приема, хранения и выдачи газа различных марок, предусмотренных СТБ 2262.

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

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

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

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

Возможна прокладка газопроводов по наружным стенам (кроме стен из панелей с металлическими обшивками и полимерным утеплителем) основных производственных зданий ГНС на расстоянии 0,5 м выше или ниже оконных проемов и на 0,5 м выше дверных. В этих случаях размещать арматуру, фланцевые и резьбовые соединения над и под проемами не допускается.

При проходе газопроводов через наружные стены следует учитывать требования 7.2.6.

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

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

13.9.6 На участках надземных газопроводов жидкой фазы, ограниченных запорными устройствами, для защиты трубопроводов от повышения давления при нагреве солнечными лучами параллельно запорному устройству следует предусматривать установку обратного клапана, обеспечивающего пропуск газа в резервуары базы хранения, или предохранительного клапана, сброс газа от которого должен предусматриваться через свечу на высоту не менее 3 м от уровня земли.

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

13.9.8 Для подземных и надземных резервуаров СУГ следует предусматривать КИП и предохранительную арматуру в соответствии с [4].

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

13.9.10 Отвод газа от предохранительных клапанов следует предусматривать через продувочные (сбросные) трубопроводы, которые должны быть выведены на высоту, определяемую расчетом, но не менее 3 м от настила обслуживаемой площадки надземных резервуаров или от поверхности засыпки подземных резервуаров. Возможно 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.

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

13.10 Водоснабжение, канализация, отопление и вентиляция

13.10.1 При проектировании водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции ГНС следует выполнять требования настоящего раздела, ТКП 45-2.02-315, СН 2.02.02, СН 4.01.03, СН 4.04.01, СН 4.01.02, СН 4.02.01 и СН 4.02.03.

13.10.2 На ГНС следует предусматривать наружное противопожарное водоснабжение, включающее резервуары с противопожарным запасом воды, насосную станцию и кольцевой водопровод высокого давления с пожарными гидрантами.

При общей вместимости резервуаров на базе хранения 200 м³ и менее следует предусматривать для тушения пожара систему водопровода низкого давления или пожаротушение из водоемов.

13.10.3 Расход воды на наружное пожаротушение ГНС следует принимать по таблице 13.8.

Таблица 13.8

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

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

13.10.5 На ГНС с надземными резервуарами хранения СУГ при общей вместимости резервуаров более 200 м³ следует предусматривать стационарную автоматическую систему водяного охлаждения резервуаров, которая должна обеспечивать интенсивность орошения в течение 75 мин всех боковых и торцевых поверхностей резервуаров — 0,1 л/(с·м²) и для торцевых стенок, имеющих арматуру, — 0,5 л/(с·м²).

Расход воды следует принимать из расчета одновременного орошения трех резервуаров при однорядном расположении резервуаров в группе и шести резервуаров при двухрядном расположении в одной группе и учитывать дополнительно к расходу воды, указанному в таблице 13.8. При определении общего расхода воды на наружное пожаротушение и орошение резервуаров следует учитывать расход воды из гидрантов в количестве 25 % расхода, указанного в таблице 13.8.

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

13.10.7 На водопроводных колодцах, располагаемых в зоне радиусом 50 м от зданий категории А, а также наружных установок и сооружений ГНС со взрывоопасными зонами класса В-Ig, следует предусматривать по две крышки. Пространство между крышками должно быть засыпано песком слоем не менее 0,15 м. Разрешается устройство колодца с одной крышкой с уплотнением ее материалами, исключающими проникновение газа в колодец.

13.10.8 На ГНС необходимо предусматривать производственную и бытовую канализацию.

13.10.9 При проектировании канализации ГНС следует предусматривать совместное отведение бытовых и производственных сточных вод и повторное использование незагрязненных производственных стоков, а также загрязненных производственных стоков после их локальной очистки.

13.10.10 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.

13.10.11 Отвод поверхностных сточных вод, а также воды после гидравлического испытания резервуаров с обвалованной территории базы хранения следует предусматривать за счет планировки территории базы хранения с выпуском воды черезждеприемник с гидрозатвором.

13.10.12 На выпусках производственной канализации из помещений по взрывопожарной опасности категории А следует предусматривать колодцы с гидрозатворами. Канализационные колодцы, располагаемые в зоне радиусом до 50 м от этих зданий, наружных установок и сооружений ГНС со взрывоопасными зонами класса В-Ig, необходимо предусматривать с двумя крышками, пространство между крышками должно быть засыпано песком на высоту не менее 0,15 м или уплотнено другим материалом, исключающим проникновение газа в колодцы в случае его утечки.

13.10.13 Трубопроводы тепловых сетей на территории ГНС следует предусматривать надземными. Подземная прокладка возможна на отдельных участках при невозможности осуществить надземную прокладку.

13.10.14 Прокладку трубопроводов системы отопления внутри производственных помещений категории А следует предусматривать открытой. Возможна прокладка трубопроводов в штрабе.

13.10.15 Для закрытых помещений категории А необходимо предусматривать системы искусственной приточно-вытяжной вентиляции. Для обеспечения расчетного воздухообмена в верхних зонах помещений возможно устройство естественной вентиляции с установкой дефлекторов. В нерабочее время может предусматриваться естественная или смешанная вентиляция.

13.10.16 Кратность воздухообмена в помещениях насосно-компрессорного, испарительного, наполнительного отделений, отделениях дегазации и окраски баллонов необходимо предусматривать в размере не менее 10 обменов в час в рабочее время и трех обменов в час — в нерабочее время.

13.10.17 Вытяжку из производственных помещений категории А, в которых обращаются сжиженные газы, следует предусматривать из нижней и верхней зон помещения, при этом из нижней зоны необходимо забирать не менее 2/3 нормируемого объема удаляемого воздуха с учетом количества воздуха, удаляемого местными отсосами. Проемы систем общеобменной вытяжной вентиляции следует предусматривать на уровне 0,3 м от пола.

13.10.18 Аварийную вентиляцию необходимо предусматривать по СН 4.02.03. Следует предусматривать автоматическое включение аварийной вентиляции от приборов, сигнализирующих об опасной концентрации газа в воздухе помещения. Удаление воздуха при этом следует предусматривать

из нижней зоны помещения. Одновременно с включением аварийной вытяжной вентиляции должно обеспечиваться отключение электроприводов насосов и компрессоров.

Примечание — Опасной концентрацией газа в воздухе помещения следует считать концентрацию более 20 % нижнего концентрационного предела воспламеняемости газа.

13.10.19 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.

13.10.20 В неотапливаемых производственных помещениях ГНС, в которых обслуживающий персонал находится менее 2 ч, может предусматриваться естественная вентиляция через жалюзийные решетки, размещаемые в нижней части наружных стен.

13.10.21 Удаление воздуха от оборудования, в конструкции которого имеются местные отсосы, следует предусматривать отдельными вентиляционными системами.

13.11 Газонаполнительные пункты

13.11.1 ГНП предназначаются для приема СУГ, поступающих преимущественно автомобильным транспортом, хранения, розлива и отпуска СУГ потребителям в баллонах.

13.11.2 Здания, сооружения и устройства ГНП следует проектировать в соответствии с требованиями, предъявляемыми к аналогичным объектам и устройствам ГНС, с учетом дополнительных требований настоящего подраздела.

13.11.3 Вместимость базы хранения на ГНП следует определять в соответствии с требованиями 13.7.2 и 13.7.3. При этом запас газа следует принимать из условия обеспечения не менее двухсуточной производительности ГНП.

13.11.4 ГНП следует располагать в пределах территории населенных пунктов с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилой застройке.

13.11.5 Выбор площадки для строительства ГНП следует производить с учетом обеспечения снаружи ограждения ГНП, свободной от застройки зоны шириной не менее 10 м. Указанное требование не распространяется на расширяемые и реконструируемые ГНП.

13.11.6 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:

а) в производственной зоне:

- 1) колонки для слива газа;
- 2) базу хранения с резервуарами для СУГ;
- 3) наполнительный цех с погрузочно-разгрузочной площадкой для размещения наполненных и пустых баллонов;
- 4) насосно-компрессорную и воздушную компрессорную;
- 5) испарительную (теплообменную) установку;
- 6) резервуары для слива из баллонов неиспарившегося газа;
- 7) внутривозвращающие трубопроводы для перемещения паровой и жидкой фазы СУГ в соответствии с технологической схемой ГНП;

б) во вспомогательной зоне:

- 1) производственно-вспомогательное здание с размещением в нем механической мастерской, сантехнической насосной, административно-хозяйственных и других помещений;
- 2) трансформаторную подстанцию;
- 3) котельную (если невозможно подключение к существующим источникам теплоснабжения);
- 4) площадку для открытой стоянки автомобилей;
- 5) резервуары для противопожарного запаса воды;
- 6) складские и другие помещения.

Перечень зданий и сооружений, размещаемых во вспомогательной зоне, следует уточнять в соответствии с техническими условиями на проектирование.

Разрешается предусматривать размещение газовой службы с примыканием к территории ГНП.

13.11.7 Минимальные расстояния от резервуаров для хранения СУГ, размещаемых на ГНП, до зданий и сооружений, не относящихся к ГНП, следует принимать по таблице 13.9, до дорог — по таблице 13.10.

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

Таблица 13.9

Общая вместимость резервуаров, м ³	Максимальная вместимость одного резервуара, м ³	Расстояние, м, от резервуаров до зданий (жилых, производственных, общественных и др.), не относящихся к ГНП	
		надземных	подземных
От 50 до 100 включ.	25	80	40
	50	100	50
Св. 100 до 200 включ.	50	150	75

Таблица 13.10

Дороги, находящиеся вне территории ГНП	Расстояние, м, от резервуаров сжиженных газов при общей вместимости резервуаров, м ³ , на ГНП			
	до 100 включ.		св. 100	
	надземных	подземных	надземных	подземных
Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки со стороны резервуаров)	50	30	75	50
Подъездные пути железных дорог промышленных предприятий, трамвайные пути (до оси пути), автомобильные дороги (до края проезжей части)	20	15	30	20

13.11.8 Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории ГНП, следует принимать по таблице 13.5 как для ГНС. При размещении на ГНП резервуаров для хранения сжиженного газа общей вместимостью менее 50 м³ указанное расстояние следует принимать по таблице 13.11 как для ПСБ.

Расстояния до зданий подстанций следует принимать в соответствии с таблицей 13.5 (примечание).

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

Таблица 13.11

Здания и сооружения	Расстояние от здания склада и погрузочно-разгрузочных площадок, м, в зависимости от числа наполненных 50-литровых баллонов			
	до 400	от 400 до 1200 включ.	св. 1200	независимо от вместимости склада
1 Здания и сооружения на территории ПСБ	20	25	30	—
2 Жилые здания	—	—	—	50
3 Общественные здания непромышленного характера	—	—	—	100
4 Здания промышленных и сельскохозяйственных предприятий, а также предприятий бытового обслуживания производственного характера, автомобильные дороги (до края дороги) и железные дороги, включая подъездные (до основного пути)	—	—	—	20

13.12 Промежуточные склады баллонов

13.12.1 ПСБ предназначены для приема, хранения и отпуска потребителям баллонов, наполненных сжиженными газами на ГНС и ГНП.

13.12.2 В составе ПСБ следует предусматривать помещения для складирования наполненных и пустых баллонов (размеры определяются заказчиком и проектной организацией) и погрузочно-разгрузочные площадки для приема и отпуска баллонов. Для площадок с размещением св. 400 баллонов необходимо предусматривать механизацию погрузочно-разгрузочных работ.

Разрешается хранение баллонов в шкафах из негорючих материалов. Минимальные расстояния от шкафов до зданий и сооружений следует принимать по таблицам 14.6 и 14.7. Количество баллонов в шкафах определяется заданием на проектирование.

13.12.3 Здания для складирования баллонов должны соответствовать требованиям [4], погрузочно-разгрузочные площадки для приема, отпуска и хранения баллонов — по 13.5.

13.12.4 ПСБ следует располагать в пределах территории населенных пунктов с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилой застройке, вблизи автомобильных дорог.

13.12.5 Расстояние от склада и погрузочно-разгрузочных площадок ПСБ до зданий и сооружений различного назначения следует принимать не менее значений, указанных в таблице 13.11, при этом приведенное в поз. 2 расстояние от ПСБ до одноэтажных зданий садоводческих и дачных поселков может уменьшаться 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 ТКП 45-3.01-155.

13.13 Автомобильные газозаправочные станции сжиженных газов

13.13.1 АГЗС следует проектировать с соблюдением требований, предъявляемых к размещению ГНП, без учета требований 13.11.4.

13.13.2 В составе АГЗС следует предусматривать резервуары для хранения газа, сливные и заправочные колонки, производственное здание для размещения оборудования для перекачки СУГ, вентиляционного и другого оборудования.

Площадка с резервуарами должна быть ограждена проветриваемой оградой высотой не менее 1,6 м из негорючих материалов, за исключением стороны подъезда автомобилей. Расстояние от резервуаров до ограждения следует предусматривать не менее 1 м.

13.13.3 Сливные колонки, предназначенные для слива газа из автоцистерн в резервуары АГЗС, следует оборудовать трубопроводами паровой и жидкой фазы, запорно-предохранительной арматурой, а также скоростными и обратными клапанами в соответствии с указаниями 13.6.2. Оборудование заправочных колонок, предназначенных для заправки газобаллонных автомобилей, следует предусматривать согласно требованиям 13.8.12.

Заправочные колонки следует оборудовать устройством для учета отпущенного газа.

Здания, резервуары, трубопроводы, оборудование и КИП, предусматриваемые для АГЗС, должны соответствовать требованиям, предъявляемым к аналогичным объектам и коммуникациям ГНС (ГНП).

При этом на АГЗС следует предусматривать только бытовую канализацию.

13.13.4 Надземные резервуары и трубопроводы должны быть окрашены в светлый цвет (белый или серебристый) для защиты от нагрева солнечными лучами.

Расстояние в свету между подземными резервуарами должно быть не менее 1 м, а между надземными резервуарами равно диаметру большего смежного резервуара, но не менее 1 м.

13.13.5 Отвод воды после охлаждения компрессора следует предусматривать в бытовую канализацию через гидрозатвор, конструкция которого должна исключать возможность попадания сжиженных газов в канализацию.

13.14 Электроснабжение, электрооборудование, молниезащита и связь

13.14.1 При проектировании электроснабжения и электрооборудования зданий и сооружений ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС целесообразно руководствоваться [5] и требованиями настоящего подраздела.

13.14.2 Класс взрывоопасной зоны в помещениях и у наружных установок, в соответствии с которым должен производиться выбор электрооборудования для ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС, следует принимать согласно требованиям 13.5.16.

13.14.3 Электроприемники ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС в отношении обеспечения надежности электроснабжения следует относить к III категории, за исключением электроприемников аварийной вентиляции, приборов пожарной сигнализации, сигнализации загазованности, электродвигателей насосных

станций, обеспечивающих нужды противопожарного водоснабжения, которые следует относить к потребителям I категории.

13.14.4 В помещениях насосно-компрессорного, наполнительного и испарительного отделений кроме рабочего освещения следует предусматривать дополнительное аварийное освещение.

13.14.5 Схема электроснабжения должна предусматривать в случае возникновения пожара автоматическое отключение технологического оборудования в помещениях со взрывоопасными зонами при опасной концентрации газа в воздухе помещения и централизованное отключение вентиляционного оборудования в соответствии с СН 4.02.03.

13.14.6 На территории ГНС следует предусматривать наружное и охранное освещение, а на территории ГНП, ПСБ и АГЗС — наружное освещение.

Управление наружным и охранным освещением следует предусматривать из мест с постоянным пребыванием персонала (например, из помещения проходной).

13.14.7 Прокладка ВЛ электропередачи над территорией базы хранения ГНС, ГНП и АГЗС не допускается.

Прокладка подземных кабельных линий на территории базы хранения ГНС и ГНП возможна 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.

13.14.8 Для зданий, сооружений, наружных технологических установок и коммуникаций в зависимости от класса взрывоопасных зон следует предусматривать молниезащиту в соответствии с требованиями ТКП 336.

13.14.9 Для ГНС, ГНП и АГЗС следует предусматривать внешнюю телефонную связь и диспетчерское оповещение через громкоговоритель на территории.

Для зданий ГНС может предусматриваться внутренняя связь.

Для ПСБ следует предусматривать возможность выхода во внешнюю телефонную сеть.

13.14.10 Для ГНС, АГЗС необходимо предусматривать охранную систему видеонаблюдения, обеспечивающую контроль за всем периметром территории.

14 Газоснабжение сжиженными газами от резервуарных и баллонных установок

14.1 Общие требования

14.1.1 Требования настоящего раздела распространяются на проектирование объектов газораспределительной системы и газопотребления СУГ от резервуарных и баллонных установок, а также на проектирование испарительных установок и установок по смешению СУГ с воздухом.

14.1.2 При проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления СУГ для районов с особыми природными условиями следует дополнительно учитывать требования, предусмотренные разделами 15 и 16.

14.1.3 Прокладку газопроводов внутри помещений, размещение газовых приборов и проектирование газоснабжения производственных установок следует осуществлять в соответствии с требованиями раздела 9.

14.2 Резервуарные установки

14.2.1 В составе резервуарной установки следует предусматривать: резервуары, трубопроводы жидкой и паровой фаз, запорную арматуру, регуляторы давления газа, предохранительные клапаны (запорные и сбросные), показывающий манометр, устанавливаемый до регулятора давления, штуцер с краном после регулятора давления для присоединения контрольного манометра, устройство для контроля уровня СУГ в резервуарах. В зависимости от состава СУГ и климатических условий в состав резервуарной установки могут входить также испарители или испарительные установки.

При наличии в регуляторе давления встроенного ПСК установка дополнительного сбросного клапана после регулятора не требуется. Устройство для контроля уровня жидкости может предусматриваться общее на группу резервуаров.

При двухступенчатом регулировании давления газа ПЗК следует устанавливать перед регулятором давления I ступени с подключением импульсной трубки за регулятором давления II ступени.

14.2.2 Число резервуаров в установке необходимо определять расчетом и принимать не менее двух. Для газоснабжения многоквартирного жилого дома возможна установка одного резервуара.

Разрешается предусматривать съемные резервуары, наполняемые газом на ГНС или ГНП.

14.2.3 КИП, регулирующая, предохранительная и запорная арматура резервуарных установок должны соответствовать требованиям раздела 16.

14.2.4 Арматуру и приборы резервуарных установок следует защищать кожухами от атмосферных осадков и повреждений.

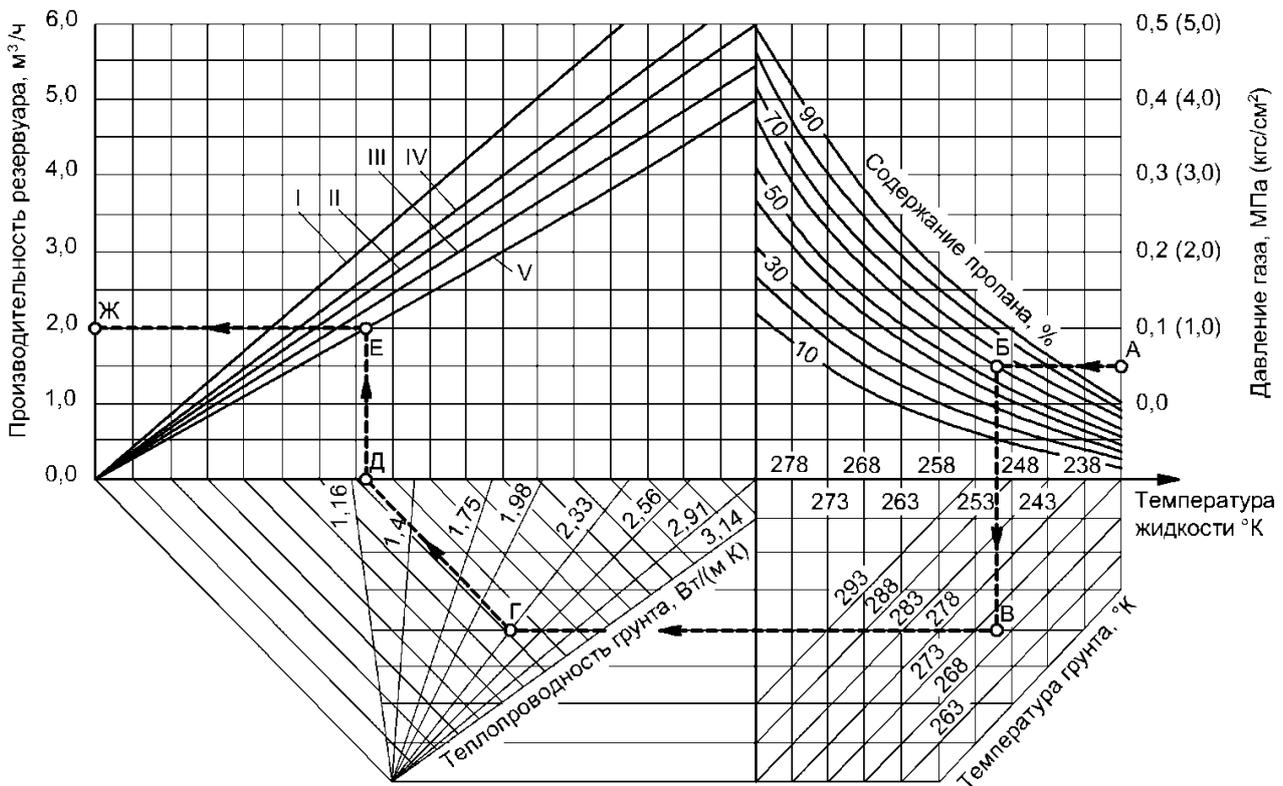
14.2.5 Резервуарные установки должны иметь ограждение высотой не менее 1,6 м из негорючих материалов. Расстояние от резервуаров до ограждения следует предусматривать не менее 1 м. Может предусматриваться теневой навес для надземных резервуаров.

14.2.6 Производительность резервуаров при естественном испарении следует определять:

— при подземном расположении — по номограмме (рисунок 14.1);

— при надземном расположении — расчетом, исходя из условий теплообмена с окружающей средой.

Для учета теплового воздействия рядом расположенных подземных резервуаров полученную по номограмме производительность следует умножить на коэффициент теплового взаимодействия m в зависимости от числа резервуаров в установке (таблица 14.1).



I — резервуар вместимостью 5 м³, заполнение 85 %; II — резервуар вместимостью 5 м³, заполнение 50 %;
 III — резервуар вместимостью 5 м³, заполнение 35 % и резервуар вместимостью 2,5 м³, заполнение 50 %;
 IV — резервуар вместимостью 2,5 м³, заполнение 85 %; V — резервуар вместимостью 2,5 м³, заполнение 35 %

Рисунок 14.1 — Номограмма для определения производительности резервуара сжиженного газа вместимостью 2,5 и 5 м³ (подземного)

Таблица 14.1

Число резервуаров в установке, шт.	Значение коэффициента теплового воздействия m
2	0,93
3	0,84
4	0,74
6	0,67
8	0,64

14.2.7 Расчетный часовой расход сжиженных газов Q_d^h , кг/ч, при газоснабжении жилых зданий следует определять по формуле

$$Q_d^h = \frac{nK_d^v Q_y}{Q_i^e \cdot 365} \cdot K_h^v, \tag{14.1}$$

где n — число жителей, пользующихся газом, чел.; при отсутствии данных n принимается по числу газифицируемых квартир и коэффициенту семейности для газифицируемого района;

K_d^v — коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года ($K_d^v = 1,4$ — при наличии в квартирах газовых плит; $K_d^v = 2,0$ — при наличии плит и проточных водонагревателей);

Q_y — годовой расход газа на одного человека в тепловых единицах, кДж/год;

K_h^v — показатель часового максимума суточного расхода; принимают равным 0,12;

Q_i^e — массовая теплота сгорания газа, кДж/кг.

14.2.8 Максимальную общую вместимость резервуаров в установке в зависимости от категории потребителей следует принимать по таблице 14.2, максимальную вместимость одного резервуара — по таблице 14.3.

Таблица 14.2

Назначение резервуарной установки	Общая вместимость резервуаров, м ³	
	надземного	подземного
Газоснабжение жилых домов и общественных зданий и сооружений	5	300
Газоснабжение промышленных, сельскохозяйственных предприятий и предприятий бытового обслуживания производственного характера	20	300

Таблица 14.3

Общая вместимость резервуарной установки, м ³	Максимальная вместимость одного резервуара, м ³	
	надземного	подземного
При стационарных резервуарах:		
до 20 включ.	10	10
св. 20 “ 50 “	—	10
“ 50 “ 100 “	—	25
“ 100 “ 300 “	—	50
При съемных резервуарах до 5	1,6	—

14.2.9 Расстояния от резервуарных установок, считая от крайнего резервуара, до зданий и сооружений различного назначения следует принимать не менее указанных в таблице 14.4; до подземных сооружений — не менее указанных в таблице 14.7, как для групповых балонных установок; до линий электропередачи — целесообразно принимать по [5].

Расстояние от резервуарных установок, предназначенных для газоснабжения жилых и общественных зданий, до трансформаторных подстанций и распределительных устройств следует принимать по таблице 14.4 (поз. 1 и 2), но не менее 15 м от подземных резервуаров и не менее 20 м — от надземных.

14.2.10 Для резервуарных установок следует принимать стальные сварные резервуары цилиндрической формы, располагаемые горизонтально. Установку подземных резервуаров следует выполнять в соответствии с требованиями раздела 13.

Резервуары, предназначенные для подземной установки, надземно устанавливаются не разрешается.

14.2.11 Защиту подземных резервуаров от коррозии следует предусматривать в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и раздела 7 настоящих строительных норм. Надземные резервуары необходимо окрашивать в светлый цвет.

14.2.12 Подземные резервуары следует устанавливать на глубину не менее 0,6 м от поверхности земли до верхней образующей резервуара. При установке резервуаров в водонасыщенных грунтах следует предусматривать мероприятия по предотвращению всплытия резервуаров при уровне грунтовых вод:

— для резервуаров вместимостью до 5 м³ включ. — выше диаметральной горизонтальной плоскости резервуара;

— для резервуаров вместимостью св. 5 м³ — выше нижней образующей резервуара.

Расстояние в свету между подземными резервуарами должно быть не менее 1 м, а между надземными резервуарами — равно диаметру большего смежного резервуара, но не менее 1 м.

Таблица 14.4

Здания и сооружения	Расстояние от резервуаров, м, при общей вместимости резервуаров в резервуарной установке, м ³								
	надземных			подземных					
	до 5 включ.	св. 5 до 10 включ.	св. 10 до 20 включ.	до 10 включ.	св. 10 до 20 включ.	св. 20 до 50 включ.	св. 50 до 100 включ.	св. 100 до 200 включ.	св. 200 до 300 включ.
1 Общие здания и сооружения	40	—	—	15	20	30	40	40	75
2 Жилые дома: с проемами в стенах, обращенных к установке без проемов в стенах, обращенных к установке	20	—	—	10	15	20	40	40	75
	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
<p><i>Примечания</i></p> <p>1 Если в жилом доме размещены учреждения (предприятия) общественного назначения, расстояния следует принимать как до жилого дома.</p> <p>2 Расстояния между смежными резервуарными установками следует принимать по поз. 3.</p>									

14.2.13 На подземном газопроводе жидкой фазы, объединяющем подземные резервуары, следует предусматривать контрольную трубку, выведенную над поверхностью земли на высоту не менее 1 м. При этом следует исключить возможность попадания в трубку атмосферных осадков.

14.2.14 На газопроводе паровой фазы, объединяющем резервуары, следует предусматривать установку отключающего устройства между группами резервуаров на высоте не менее 0,5 м от земли.

14.2.15 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.

14.2.16 Пропускную способность ПСК следует определять расчетом в соответствии с [4].

14.3 Испарительные и смесительные установки

14.3.1 Испарительные установки с искусственным испарением следует предусматривать в следующих случаях:

- резервуарные установки при естественном испарении и резервуарные установки с грунтовыми испарителями не обеспечивают расчетную потребность в газе;
- при необходимости обеспечения подачи газа постоянного состава (постоянной теплоты сгорания, постоянной плотности);
- при поставке газов с повышенным содержанием бутанов (св. 30 %) в местностях, где температура грунта на глубине установки резервуаров ниже 0 °С;
- при необходимости надежного обеспечения в холодный период времени газом установок, работающих при резко переменном режиме потребления газа.

14.3.2 Испарительные установки в комплексе со смесительными установками (установки пропановоздушной смеси) следует предусматривать в следующих случаях:

- при газоснабжении районов или объектов, которые в перспективе будут снабжаться природным газом;
- для покрытия пиковых нагрузок в сетях природного газа в периоды часового, суточного или сезонного максимума;
- в качестве резервного топлива для объектов и установок, требующих бесперебойного газоснабжения;
- при использовании в системах газоснабжения технического бутана.

При проектировании газоснабжения жилых районов от резервуарных установок, оснащенных испарительными и смесительными установками, предпочтение следует отдавать укрупненным системам с централизованными испарительными и смесительными установками.

При этом количество квартир, которое оптимально снабжать от одной резервуарной установки, разрешается принимать при подаче паровой фазы СУГ согласно приложению К, при подаче газовой смеси — приложению Л.

14.3.3 Испарительные установки могут размещать на открытых площадках или в помещениях, уровень пола которых расположен выше планировочной отметки земли.

Испарители производительностью до 200 кг/ч разрешается размещать непосредственно на крышках горловин резервуаров или в пределах резервуарной установки на расстоянии не менее 1 м от подземных или надземных резервуаров, а также непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если агрегаты размещены в отдельных помещениях или на открытых площадках.

Испарители производительностью более 200 кг/ч следует размещать вне пределов резервуарной установки на расстоянии, не менее:

- значений, приведенных в таблицах 14.6, 14.7, — от зданий и сооружений;
- 10 м — от ограды резервуарной установки.

14.3.4 Смешение паровой фазы СУГ с воздухом следует предусматривать в соотношениях, обеспечивающих превышение верхнего предела воспламеняемости смеси не менее чем в 2 раза, при этом должны предусматриваться автоматические устройства для отключения смесительной установки в случае приближения состава смеси к пределам опасной концентрации или в случае внезапного прекращения поступления одного из компонентов смеси.

14.3.5 Смесительные установки следует размещать в помещениях или на открытых площадках в соответствии с требованиями 14.3.3.

Размещение смесительных установок при поступлении газа в них из газопроводов следует предусматривать на расстоянии не менее приведенного в таблицах 14.6 и 14.7.

14.3.6 Здания и помещения, предназначенные для размещения испарительных и смесительных установок, должны соответствовать требованиям, установленным для помещений категории А, приведенным в разделе 13 для аналогичных установок.

14.4 Групповые баллонные установки

14.4.1 Групповой баллонной установкой следует считать установку газоснабжения, в состав которой входит более двух баллонов.

14.4.2 В составе групповой баллонной установки следует предусматривать баллоны для СУГ, коллектор высокого давления, регулятор давления газа или автоматический регулятор-переключатель, общее отключающее устройство, манометр (показывающий), ПСК и трубопроводы. При наличии в регуляторе давления встроенного ПСК установка дополнительного клапана не требуется.

СН 4.03.01-2019

14.4.3 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.

14.4.4 Максимальную суммарную вместимость баллонов в групповой баллонной установке следует принимать по таблице 14.5.

Таблица 14.5

Назначение групповой баллонной установки	Вместимость всех баллонов в групповой баллонной установке, л, при размещении	
	у стен здания	на расстоянии от здания
Газоснабжение общественных зданий непроизводственного характера	600	1000
Газоснабжение промышленных и сельскохозяйственных предприятий и предприятий бытового обслуживания производственного характера	1000	1500

14.4.5 Групповые баллонные установки следует размещать в шкафах из негорючих материалов или под защитными кожухами непосредственно у зданий или на расстоянии от них не менее указанного в таблице 14.6 и от сооружений — не менее указанного в таблице 14.7.

Таблица 14.6

Здания	Расстояние от групповой баллонной установки, м
Производственные здания промышленных предприятий, здания предприятий бытового обслуживания производственного характера и другие здания степени огнестойкости: I–II III IV–V	8 10 12
Общественные здания независимо от степени огнестойкости	25
Временные отдельно стоящие хозяйственные строения (например, дровяные сараи, навесы и т. п.)	8
<i>Примечание</i> — Требования к зданиям с незащищенным металлическим каркасом и ограждающими конструкциями из стальных профилированных листов или других негорючих материалов без утеплителя или с утеплителем группы горючести НГ следует принимать как для зданий II степени огнестойкости.	

Таблица 14.7

Сооружения	Расстояние по горизонтали от шкафа групповой баллонной установки, м
Канализация, теплотрасса	3,5
Водопровод и другие бесканальные коммуникации	2,0
Колодцы подземных коммуникаций, выгребные ямы	5,0
Электрокабели и ВЛ электропередачи	Целесообразно принимать по [5]
Телефонные кабели и ВЛ телефонной и радиотрансляционной сети	По ТКП 211, как до газопроводов давлением св. 0,6 до 1,2 МПа

14.4.6 Стены зданий, непосредственно у которых размещаются групповые баллонные установки, должны быть не ниже III степени огнестойкости и не должны иметь утеплителя из горючего материала, оконных и дверных проемов на расстоянии от групповой баллонной установки менее указанного в таблице 14.6.

Возле общественного или производственного здания не допускается размещать более одной групповой баллонной установки. Газоснабжение жилых домов от групповой баллонной установки не допускается.

14.4.7 Шкафы и баллоны следует устанавливать на фундаменты, вокруг которых должна выполняться отмостка шириной не менее 1 м перед шкафом и 0,5 м — с остальных сторон.

Групповые баллонные установки следует располагать в местах с удобным подъездом для автотранспорта.

Групповые баллонные установки, размещаемые под защитными кожухами, должны иметь ограждение из негорючих материалов.

Над групповыми баллонными установками может предусматриваться теневой навес из негорючих материалов.

14.4.8 При необходимости обеспечения стабильного испарения СУГ и невозможности использования резервуарных установок может предусматриваться размещение групповой баллонной установки в специальном строении или в пристройке к глухой наружной стене газифицируемого производственного здания. Указанные строения или пристройки должны отвечать требованиям раздела 8 как для отдельно стоящих или пристроенных ГРП.

Вентиляцию следует проектировать из расчета пятикратного воздухообмена в час с удалением 2/3 воздуха из нижней зоны помещения.

14.4.9 Требования 14.4.8 распространяются на проектирование помещений магазинов для продажи малолитражных баллонов населению. Максимальную вместимость баллонов, находящихся в магазине, и минимальное расстояние от магазина до зданий и сооружений следует принимать по таблицам 14.5 и 14.6 как для промышленных предприятий.

14.5 Трубопроводы групповых баллонных и резервуарных установок

14.5.1 Трубопроводы обвязки резервуаров, баллонов и регуляторов давления следует рассчитывать на давление, принятое для резервуаров или баллонов.

14.5.2 Наружные газопроводы от групповых баллонных и резервуарных установок следует предусматривать из стальных труб, отвечающих требованиям раздела 16.

Прокладка указанных газопроводов должна осуществляться в соответствии с требованиями раздела 7 и настоящего подраздела. Разрешается предусматривать присоединение газового оборудования временных установок и установок сезонного характера, размещенных вне помещения, при помощи резиноканевых рукавов с выполнением требований раздела 9.

Наружные газопроводы паровой фазы СУГ низкого давления подземной прокладки разрешается предусматривать из полиэтиленовых труб ПЭ 80 и ПЭ 100.

14.5.3 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.

14.5.4 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.

14.5.5 Уклон газопроводов следует предусматривать не менее 5 ‰ в сторону конденсатосборников — для подземных газопроводов и в сторону газоснабжающей установки — для надземных газопроводов. Вместимость конденсатосборников следует принимать не менее 4 л на 1 м³ расчетного часового расхода газа.

14.5.6 Отключающие устройства от групповых баллонных и резервуарных установок на газопроводах низкого давления следует предусматривать в соответствии с требованиями раздела 7.

В случае газоснабжения более 400 квартир от одной резервуарной установки, следует предусматривать дополнительное отключающее устройство на подземном газопроводе от резервуарной установки в колодце глубиной не более 1 м или над землей под защитным кожухом (в ограде).

14.6 Индивидуальные баллонные установки

14.6.1 Индивидуальной баллонной установкой следует считать установку газоснабжения СУГ, в состав которой входит не более двух 50-литровых баллонов. Газоснабжение жилых домов от индивидуальной баллонной установки возможно только для целей приготовления пищи.

14.6.2 Индивидуальные баллонные установки могут предусматриваться как снаружи, так и внутри зданий.

Размещение баллонов внутри жилых зданий не допускается.

При наружной установке баллона(-ов) его (их) следует размещать в несгораемом шкафу у стены здания. Расстояние по горизонтали от шкафа до окон и дверей должно быть не менее 0,5 м; до окон и дверей подвалов, цокольных этажей, колодцев подземных коммуникаций и выгребных ям — не менее 3 м. Высота основания под шкафами должна быть не менее 0,1 м над уровнем земли.

14.6.3 Установка баллонов с газом не допускается:

- в цокольных и подвальных помещениях;
- в помещениях, расположенных под обеденными и торговыми залами предприятий общественного питания, а также под аудиториями и учебными классами, под зрительными (актовыми) залами общественных и производственных зданий, больничными палатами и другими аналогичными помещениями;

- в помещениях без естественного освещения;

- в помещениях и зданиях с массовым пребыванием людей;

- в помещениях гаражей и станций технического обслуживания, оборудованных смотровыми ямами.

14.6.4 Газоснабжение СУГ агрегатов, установок и различных горелок, размещенных в цокольных и подвальных помещениях, не допускается.

14.6.5 Установку баллонов СУГ в производственных помещениях следует предусматривать в местах, защищенных от повреждения внутрицеховым транспортом, брызг металла и воздействия коррозионно-активных жидкостей и газов, а также от нагрева выше 45 °С. Разрешается размещать баллоны непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если это предусмотрено конструкцией агрегата.

14.6.6 Индивидуальные баллонные установки, предназначенные для газоснабжения животноводческих и птицеводческих помещений, следует размещать вне зданий. В оранжереях и теплицах возможно размещение баллонов внутри зданий.

15 Дополнительные требования к системам газоснабжения в особых природных условиях

15.1 Подрабатываемые территории

15.1.1 При проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления, размещаемых над месторождениями полезных ископаемых, где проводились, проводятся или предусматриваются горные разработки, необходимо руководствоваться настоящими строительными нормами, [3] и другими ТНПА по проектированию зданий и сооружений на подрабатываемых территориях, утвержденными в установленном порядке.

15.1.2 Проект прокладки газопровода на подрабатываемой территории должен иметь в своем составе горногеологическое обоснование.

15.1.3 При составлении проекта газоснабжения объектов, размещаемых на площадках залегания полезных ископаемых, необходимо учитывать план развития горных работ на ближайшие 10 лет.

15.1.4 Прокладку газопроводов следует предусматривать преимущественно по территориям, на которых уже закончился процесс сдвижения земной поверхности или подработка которых намечается на более поздние сроки, а также по территориям, где ожидаемые деформации земной поверхности будут минимальными.

15.1.5 Трассу газопровода следует предусматривать преимущественно вне проезжей части территории с учетом возможного вскрытия траншей в период интенсивных деформаций земной поверхности в результате горных выработок.

15.1.6 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 следует отдавать решениям, обеспечивающим максимальную безопасность населения.

15.1.7 Протяженность охранной зоны газопровода определяется длиной мульды сдвига, увеличенной на 50 м.

15.1.8 Необходимость и объемы строительных мер защиты проектируемых и эксплуатируемых газопроводов следует определять по результатам расчета газопроводов на прочность с учетом технико-экономических обоснований вариантов защиты газопроводов.

15.1.9 При газоснабжении потребителей, для которых перерывы в подаче газа недопустимы по технологическим или другим причинам, следует предусматривать подачу газа этим потребителям от двух газопроводов, прокладываемых по территориям, подработка которых начинается в разное время, с обязательным кольцеванием газопроводов.

15.1.10 Переходы газопроводов через реки, овраги и железнодорожные пути в выемках следует предусматривать надземными.

15.1.11 На подземных газопроводах в пределах подрабатываемых территорий следует предусматривать установку контрольных трубок.

Контрольные трубки следует устанавливать на углах поворотов, в местах разветвления сети, у компенсаторов бесколодезной установки. В пределах населенных пунктов следует предусматривать установку контрольных трубок также на линейных участках газопроводов с расстоянием между ними не более 50 м.

Для предохранения от механических повреждений контрольные трубки, в зависимости от местных условий, должны быть выведены под ковер или другое защитное устройство.

15.1.12 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.

15.1.13 В качестве малозащемляющих материалов для засыпки траншей газопровода следует применять песок, песчаный грунт или другой грунт, обладающий малым сцеплением частиц.

15.1.14 Компенсаторы необходимо устанавливать в колодцах или нишах, доступных для наблюдения; возможна установка бесколодезных компенсаторов.

15.1.15 В местах пересечения подземных газопроводов с другими подземными коммуникациями следует предусматривать уплотнительные устройства (глиняные экраны, футляры на газопроводе и др.) и установку контрольных трубок.

15.1.16 Конструкция крепления надземных газопроводов должна предусматривать смещение труб по вертикали.

15.2 Районы с пучинистыми, просадочными и набухающими грунтами

15.2.1 При проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления для районов с пучинистыми, просадочными или набухающими грунтами, кроме требований настоящих строительных норм следует дополнительно руководствоваться требованиями ТКП 45-5.01-254.

15.2.2 Глубину прокладки газопроводов в среднепучинистых и сильнопучинистых грунтах при одинаковой степени пучинистости по трассе газопровода следует принимать не менее 0,9 м до верха трубы. Прокладка газопроводов в слабопучинистых грунтах должна предусматриваться в соответствии с требованиями раздела 7.

15.2.3 Прокладку газопроводов в грунтах неодинаковой степени пучинистости (резко меняющийся состав грунта, изменение уровня грунтовых вод, переход газопровода из проезжей части дороги в газон и др.) следует производить на глубине не менее 0,7 нормативной глубины промерзания, но не менее 0,9 м до верха трубы.

15.2.4 Противокоррозионную изоляцию вертикальных участков подземных газопроводов и футляров (вводы в здания и ГРП) следует предусматривать из полимерных материалов. Могут использоваться другие проектные решения по защите этих участков от воздействия на них сил морозного пучения.

15.2.5 Для резервуарных установок СУГ с подземными резервуарами в среднепучинистых и сильнопучинистых грунтах необходимо предусматривать надземную прокладку соединяющих резервуары газопроводов жидкой и паровой фаз.

15.2.6 При проектировании колодцев следует предусматривать мероприятия по их защите от воздействия сил морозного пучения грунтов (гравийная или гравийно-песчаная засыпка пазух, обмазка внешней стороны стен гидроизоляционными или несмерзающимися покрытиями, например железнение и др.). Над перекрытием колодцев необходимо предусматривать асфальтовую отмостку, выходящую за пределы пазух не менее чем на 0,5 м.

15.2.7 Проектирование газопроводов для районов с просадочными и набухающими грунтами следует вести с учетом свойств этих грунтов, предусматривая мероприятия по уменьшению деформации основания (например, уплотнение грунтов, химическое закрепление, водозащитные и конструктивные мероприятия) с учетом имеющегося опыта использования таких грунтов в районе строительства в качестве оснований под здания и сооружения.

Прокладку газопроводов в грунтах I типа по просадочности следует предусматривать в соответствии с требованиями раздела 7. Устройство вводов газопроводов должно соответствовать требованиям 7.2.6 и 7.6.1.

16 Материалы, оборудование, приборы и изделия

16.1 Общие требования

16.1.1 Материалы, оборудование, приборы и изделия объектов газораспределительной системы и газопотребления должны соответствовать 5.8.

16.1.2 Стальные сварные трубы, применяемые для строительства объектов газораспределительной системы и газопотребления, должны пройти 100 %-ный контроль заводского шва неразрушающими методами.

16.1.3 Материал труб для газопроводов определяется в проектной документации.

16.1.4 При проектировании газопроводов необходимо использовать трубы и соединительные детали, имеющие одинаковое значение показателей номинальной толщины стенки (SDR) и минимальной длительной прочности полиэтилена, использованного для изготовления труб и соединительных деталей (MRS).

16.2 Стальные трубы

16.2.1 Для строительства объектов газораспределительной системы и газопотребления 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.

16.2.2 Толщину стенок труб следует определять расчетом, при этом целесообразно руководствоваться [12] и принимать ее номинальную величину большую из ближайших по стандартам или техническим условиям на трубы, допустимые настоящими строительными нормами к применению. При этом для подземных и наземных (в насыпях) газопроводов номинальную толщину стенки труб следует принимать не менее 3 мм, а для надземных и наземных газопроводов — не менее 2 мм.

Выбор стальных труб для конкретных условий строительства объектов газораспределительной системы и газопотребления следует производить в соответствии с приложением Е.

16.2.3 Для строительства наружных и внутренних газопроводов следует предусматривать стальные трубы групп В и Г, изготовленные из: спокойной малоуглеродистой стали группы В по ГОСТ 380, не ниже второй категории (для газопроводов диаметром более 530 мм при толщине стенки труб более 5 мм не ниже третьей категории), марок Ст2, Ст3, а также Ст4 — при содержании в ней углерода не более 0,25 %; стали марок 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050; низколегированной стали марок 09Г2С, 17ГС, 17Г1С по ГОСТ 19281, не ниже шестой категории; стали 10Г2 по ГОСТ 4543.

16.2.4 Для наружных и внутренних газопроводов низкого давления, в том числе для их гнутых отводов и соединительных частей, разрешается применять трубы групп А, Б, В, изготовленные из спокойной, полуспокойной и кипящей стали марок Ст1, Ст2, Ст3, Ст4, категорий 1, 2, 3, групп А, Б и В по ГОСТ 380 и стали марок 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050. Сталь марки 08 разрешается применять при технико-экономическом обосновании, марки Ст4 — при содержании в ней углерода не более 0,25 %.

16.2.5 Разрешается применение гибких металлических газопроводов, в том числе соединительных частей, фитингов, муфт.

Гибкие металлические газопроводы должны быть изготовлены из цветных металлов или нержавеющей стали с содержанием не менее 16 % хрома и 8 % никеля и не более 0,08 % углерода.

16.2.6 Для участков газопроводов всех давлений, испытывающих вибрационные нагрузки (соединенные непосредственно с источником вибрации в ГРП, ГРУ, компрессорных и др.), следует применять стальные трубы групп В и Г, изготовленные из спокойной стали с содержанием углерода не более 0,24 % (например, марок Ст2 и Ст3, не менее третьей категории по ГОСТ 380; стали марок 08, 10, 15 по ГОСТ 1050).

16.2.7 Сварное соединение стальных труб должно быть равнопрочно основному металлу труб.

Могут применяться трубы по ГОСТ 3262, сварные швы которых не имеют характеристики прочности сварного соединения на давление газа, согласно приложению Е.

16.2.8 Требования к ударной вязкости металла труб для газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 40 °С не предъявляются. В зависимости от местных условий прокладки следует предусматривать требования к ударной вязкости металла труб для газопроводов высокого давления, I категории, диаметром более 620 мм, а также для газопроводов, испытывающих вибрационные нагрузки, прокладываемых на участках перехода через железные и автомобильные дороги, водные преграды и для других ответственных газопроводов и их отдельных участков. Требования к ударной вязкости следует предусматривать для труб с толщиной стенки более 5 мм. При этом величина ударной вязкости основного металла труб должна приниматься не менее 30 Дж/см² при минимальной температуре эксплуатации газопровода.

16.2.9 Эквивалент углерода следует определять по формулам:

— для низколегированной стали

$$[C]_3 = + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + \sum(V + Ti + Nb)}{5} + \frac{Cu + Ni}{15}; \quad (16.1)$$

— для малоуглеродистой стали или низколегированной стали только с кремнемарганцевой системой легирования, например, марок 17ГС, 17Г1С, 09Г2С и др.

$$[C]_3 = + \frac{Mn}{6}, \quad (16.2)$$

где С, Мn, Cr, Мо, V, Ti, Nb, Cu, Ni, В — содержание (процент от массы) в составе металла трубной стали соответственно углерода, марганца, хрома, молибдена, ванадия, титана, ниобия, меди, никеля, бора;

величина [С]₃ не должна превышать 0,46.

16.2.10 Трубы, предусматриваемые для объектов газораспределительной системы и газопотребления, 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.

16.2.11 Импульсные газопроводы для присоединения КИП и приборов автоматики обвязки газифицируемого оборудования следует предусматривать из стальных труб в соответствии с приложением Е или согласно данным, приведенным в паспортах на оборудование. Возможно применение для этих целей медных труб по ГОСТ 617, а также резиноканевых и резиновых рукавов и трубок согласно требованиям раздела 9.

16.3 Бесшовные трубы из меди и шовные и бесшовные трубы из нержавеющей стали, соединительные детали к ним

16.3.1 Трубы и детали из нержавеющей стали или меди следует применять для строительства внутренних и вводных газопроводов низкого давления (с рабочим давлением не более 0,005 МПа), а также участков газопроводов среднего давления (с рабочим давлением не более 0,3 МПа) от крана на вводе до регулятора давления при строительстве и реконструкции жилых домов, зданий и сооружений.

16.3.2 Нержавеющие шовные стальные трубы, применяемые для объектов газопотребления, должны пройти 100 %-ный контроль заводского шва неразрушающими методами.

16.3.3 Трубы между собой, а также с фитингами соединяют сваркой, твердой капиллярной пайкой или механической опрессовкой. Соединения, полученные таким способом, являются неразъемными. Разъемные соединения следует применять согласно 9.2.2.

16.3.4 Соединения труб из нержавеющей стали или меди методом механической опрессовки

16.3.4.1 Маркировка фитингов, а также цвет и материал, из которого изготовлен уплотнительный элемент пресс-соединения, должны указывать на предназначение к применению в сфере газоснабжения:

- GAS (ГАЗ) — тип энергоносителя — газ;
- PN — максимальное рабочее давление;
- Dn — номинальный диаметр трубопроводов.

Примечание — Маркировка фитинга «GAS, PN5, Dn22» означает, что он предназначен для трубопроводов газоснабжения диаметром 22 мм с рабочим давлением до 0,005 МПа.

16.3.4.2 При применении трубопроводов из нержавеющей стали или меди следует применять пресс-фитинги, конструкция которых обеспечивает:

— обжим с обеих сторон от уплотнительного кольца;

— возможность выявления состояния пресс-соединения (уплотнено — не уплотнено) во время испытаний.

16.3.4.3 Для крепления трубопроводов из меди или нержавеющей стали могут предусматриваться следующие интервалы, м:

1,3	—	для трубопровода с наружным диаметром и толщиной стенки, мм,	15×1,0;
2,0	—	то же	22×1,0;
2,3	—	“	28×1,5;
2,8	—	“	35×1,5;
3,0	—	“	42×1,5;
3,5	—	“	54×2,0.

16.4 Соединительные части и детали

16.4.1 Соединительные части и детали для объектов газораспределительной системы и газопотребления следует предусматривать из спокойной стали (литые, кованные, штампованные, гнутые или сварные) или из ковкого чугуна, изготовленными в соответствии с государственными стандартами, приведенными в таблице 16.1.

Таблица 16.1

Соединительные части и детали	Обозначение ТНПА
Из ковкого чугуна с цилиндрической резьбой:	
угольники	ГОСТ 8946
	ГОСТ 8947
тройники	ГОСТ 8948
	ГОСТ 8949
	ГОСТ 8950
кресты	ГОСТ 8951
	ГОСТ 8952
	ГОСТ 8953
муфты	ГОСТ 8954
	ГОСТ 8955
	ГОСТ 8956
	ГОСТ 8957
соединительные гайки	ГОСТ 8959
пробки	ГОСТ 8963
Стальные с цилиндрической резьбой:	
муфты	ГОСТ 8966
контргайки	ГОСТ 8968
сгоны	ГОСТ 8969
Стальные приварные:	
отводы	ГОСТ 17375
переходы	ГОСТ 17378
тройники	ГОСТ 17376
заглушки	ГОСТ 17379

Фасонные (соединительные) части для разъемных соединений гибких трубопроводов следует предусматривать из цветного металла или нержавеющей стали с содержанием не менее 16 % хрома и 8 % никеля.

16.4.2 Соединительные части и детали должны быть заводского изготовления.

16.4.3 Фланцы, применяемые для присоединения к газопроводам арматуры, оборудования и приборов, должны соответствовать ГОСТ 33259.

16.4.4 Для уплотнения фланцевых соединений следует применять прокладки, изготовленные из материалов, указанных в таблице 16.2. Может предусматриваться прокладки из другого уплотнительного материала, обеспечивающего не меньшую герметичность по сравнению с материалами, приведенными в таблице 16.2 (с учетом среды, давления и температуры). Материалы для уплотнения резьбовых соединений целесообразно принимать по [6].

Таблица 16.2

Прокладочные листовые материалы для фланцевых соединений (стандарт, марка)	Толщина листа, мм	Назначение
Паронит (ГОСТ 481, марка ПМБ)	От 1 до 4	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 1,6 МПа
Резина маслостойкая (ГОСТ 7338)	От 3 до 5	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 0,6 МПа
Алюминий (ГОСТ 21631 или ГОСТ 13726)	От 1 до 4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, в том числе транспортирующих сернистый газ
Медь (ГОСТ 1173, марки М1, М2)	От 1 до 4	Для уплотнения соединений на газопроводах всех давлений, кроме газопроводов, транспортирующих сернистый газ
Материал безасбестовый (целесообразно руководствоваться [15])	От 1 до 5	Для уплотнения соединений на газопроводах давлением до 1,6 МПа
<i>Примечание</i> — Прокладки из паронита должны соответствовать требованиям ГОСТ 15180.		

16.5 Защитные противокоррозионные материалы

16.5.1 Материалы и конструкции, применяемые для защиты подземных газопроводов и резервуаров от коррозии, должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.602.

16.5.2 Для анодных заземлений катодных установок следует применять железокремневые, графитовые, графитопластовые и другие малорастворимые материалы, а также чугунные трубы без антикоррозионного покрытия.

16.5.3 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.

16.5.4 Прокладки и подкладки для изоляции газопроводов от металлических и железобетонных конструкций следует изготавливать из полиэтилена по ГОСТ 16338 или других материалов, равноценных ему по диэлектрическим свойствам.

16.6 Арматура трубопроводная, приборы и другие технические устройства

16.6.1 При выборе запорной арматуры следует учитывать условия ее эксплуатации по давлению газа и температуре согласно данным, приведенным в таблице 16.3.

Таблица 16.3

Материал запорной арматуры	Обозначение ТНПА	Давление в газопроводе, МПа	Диаметр газопровода, мм	Температура эксплуатации, не ниже	Примечания
Серый чугун	ГОСТ 1412	Паровая фаза СУГ — до 0,05, природный газ — до 0,6	Без ограничения	–35 °С	Не ниже –60 °С при диаметре до 100 мм и давлении до 0,005
Ковкий чугун	ГОСТ 1215, ГОСТ 28394				
Высокопрочный чугун	ГОСТ 7293				
Углеродистая сталь	ГОСТ 380, ГОСТ 1050	СУГ — до 1,6, природный газ — до 1,2	Без ограничения	–40 °С	—
Легированная сталь	ГОСТ 4543, ГОСТ 5520, ГОСТ 19281				
Сплавы на основе меди	ГОСТ 17711, ГОСТ 15527, ГОСТ 613				
Сплавы на основе алюминия*	ГОСТ 21488, ГОСТ 1583		До 100		—
<p>* Корпусные детали следует изготавливать: — кованные и штампованные — из деформируемого сплава марки Д-16; — литые — гарантированного качества с механическими свойствами не ниже марки АК-7ч (АЛ-9) по ГОСТ 1583.</p>					

16.6.2 При выборе запорной арматуры для резервуаров СУГ следует принимать следующие условные давления, МПа:

- 1,6 — для надземных;
- 1,0 — для подземных.

В системах газоснабжения СУГ запорная арматура из серого чугуна возможна к применению только на газопроводах паровой фазы низкого давления.

16.6.3 Арматура на объектах газораспределительной системы и газопотребления должна соответствовать 5.8 и предназначена для газовой среды.

Герметичность затворов должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544.

Электрооборудование приводов и других элементов трубопроводной арматуры по требованиям взрывобезопасности целесообразно принимать по [5].

16.6.4 Регуляторы давления газа, применяемые в системах газоснабжения, должны иметь давление, МПа:

- на входе — 0,05; 0,3; 0,6; 1,2; 1,6;
- на выходе — от 0,001 до 1,2.

16.6.5 Конструкция регуляторов давления газа должна соответствовать ГОСТ 11881 и удовлетворять следующим требованиям:

— зона пропорциональности не должна превышать ± 20 % верхнего предела настройки выходного давления для комбинированных регуляторов и регуляторов баллонных установок и ± 10 % — для всех других регуляторов;

— зона нечувствительности должна быть не более 2,5 % верхнего предела настройки выходного давления;

— постоянная времени (время переходного процесса регулирования при резких изменениях расхода газа или входного давления) не должна превышать 60 с.

16.6.6 Относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые клапаны двухседельных регуляторов возможна не более 0,1 % номинального расхода; для односедельного клапана герметичность затворов должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544. Допустимая нерегулируемая протечка газа при применении в качестве регулирующих устройств поворотных заслонок не должна превышать 1 % пропускной способности.

16.6.7 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 возможна установка ПСК без приспособления для принудительного открытия. Предохранительный клапан, устанавливаемый на сосуд, следует предусматривать с устройством, обеспечивающим его замену без остановки сосуда (с обратным клапаном).

16.6.8 Основные параметры фильтров, устанавливаемых в ГРП (ГРУ) для защиты регулирующих и предохранительных устройств от засорения механическими примесями, должны соответствовать данным, приведенным в таблице 16.6.

Таблица 16.6

Наименование параметра	Значение
Давление на входе (рабочее), МПа	0,3; 0,6; 1,2
Максимально допустимое падение давления на кассете фильтра, даПа:	
сетчатого	500
висцинового	500
волосяного	1000

16.6.9 Фильтры должны иметь штуцера для присоединения к ним приборов или устройств с целью определения потери давления на фильтре (степени засорения кассеты).

16.6.10 Фильтрующие материалы должны обеспечивать требуемую очистку газа, не образовывать с ним химических соединений и не разрушаться от постоянного воздействия газа.

16.6.11 Для изготовления гнутых и сварных компенсаторов следует использовать трубы, равноценные принятым для соответствующего газопровода (для газопроводов высокого и среднего давления следует учитывать требования 16.2.4). Отводы, применяемые для изготовления сварных компенсаторов, следует принимать в соответствии с 16.3.1.

16.6.12 Применение сальниковых компенсаторов на газопроводах не допускается.

16.6.13 Изделия для закрепления газопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, целесообразно выбирать в соответствии с [10].

16.6.14 Оборудование, работающее под избыточным давлением (сосуды (резервуары), цистерны, бочки, баллоны), предназначенное для СУГ, должно соответствовать 5.8 и [4].

16.6.15 Резервуары СУГ следует изготавливать из стали с гарантированной ударной вязкостью не менее 30 Дж/см² при температуре минус 40 °С.

16.6.16 Газоиспользующее оборудование должно соответствовать 5.8.

16.6.17 Плиты с отводом продуктов сгорания в дымовую трубу должны иметь автоматику, обеспечивающую прекращение подачи газа к плите при отсутствии необходимого разрежения в дымовой трубе.

16.6.18 Выбор КИП необходимо производить в соответствии со следующими основными положениями:

- параметры, наблюдение за которыми необходимо для правильного ведения установленных режимов эксплуатации, следует контролировать при помощи показывающих приборов;

- параметры, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования, следует контролировать с помощью показывающих, регистрирующих и сигнализирующих приборов; разрешается не предусматривать регистрирующие приборы при наличии защиты — предохранительных устройств по контролируемым параметрам;

- параметры, учет которых необходим для систематического анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов, следует контролировать с помощью регистрирующих или интегрирующих приборов.

16.6.19 При выборе КИП для ГРП и ГРУ следует руководствоваться требованиями раздела 8.

16.6.20 Класс точности КИП следует принимать в зависимости от их конкретного назначения и особенностей условий эксплуатации объекта, но не ниже класса 2,5.

16.7 Дополнительные требования для особых природных условий

16.7.1 Для строительства подземных газопроводов, проектируемых в районах с пучинистыми и просадочными грунтами и на подрабатываемых территориях, не допускается применять трубы из кипящей стали.

16.7.2 Для подземных газопроводов с условным диаметром более 80 мм для районов со среднепучинистыми и сильнопучинистыми грунтами и подрабатываемых территорий следует предусматривать стальную арматуру; для газопроводов с условным диаметром до 80 мм возможно применение запорной арматуры из ковкого чугуна.

Для подземных газопроводов давлением до 0,6 МПа для районов со среднепучинистыми грунтами может применяться чугунная запорная арматура, при этом арматуру из серого чугуна следует устанавливать с компенсирующим устройством, допускающим вертикальное перемещение газопровода.

16.7.3 Для подземных газопроводов, прокладываемых на подрабатываемых территориях, толщину стенок труб следует принимать не менее 3 мм для трубопроводов диаметром до 80 мм, а для трубопроводов диаметром 100 мм и более — от 2 до 3 мм больше расчетной толщины, определенной в соответствии с 16.2.2.

16.7.4 Для внутренних и надземных газопроводов в районах с пучинистыми и просадочными грунтами и на подрабатываемых территориях требования к трубам и техническим изделиям предъявляются такие же, как для соответствующих газопроводов, сооружаемых в обычных условиях строительства.

17 Телемеханизация и автоматизированные системы управления технологическими процессами в системах газоснабжения

17.1 Для обеспечения централизованного оперативного управления системами газоснабжения следует предусматривать в проектах газоснабжения ТМ или АСУТП.

ТМ следует предусматривать при проектировании газоснабжения городов с населением св. 100 тыс. чел. или при расширении, реконструкции и техническом перевооружении действующих объектов газораспределительной системы и газопотребления с числом контролируемых объектов более 15.

АСУТП следует предусматривать при проектировании газоснабжения городов с населением св. 500 тыс. чел. и при расширении, реконструкции и техническом перевооружении объектов газораспределительной системы и газопотребления с числом контролируемых объектов более 50.

17.2 Проектные решения должны предусматривать возможность дальнейшей модернизации и развития ТМ и АСУТП.

17.3 Внедрение ТМ и АСУТП возможно осуществлять по очередям. Выделение очередей производят по количеству контролируемых объектов к уровню решаемых задач. Первая очередь внедрения АСУТП допускает ее функционирование в режиме централизованного контроля при ограниченном числе контролируемых объектов.

17.4 Структуру, функции и технические средства ТМ и АСУТП необходимо принимать в соответствии с приложением М.

Приложение А

Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения

Таблица А.1

Газопроводы	Классификационные показатели
Наружные (уличные, внутриквартальные, межцеховые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений)	Местоположение относительно планировки населенных пунктов
Подземные (подводные), надземные (надводные), наземные	Местоположение относительно поверхности земли
Распределительные, газопроводы-вводы, продувочные, сбросные, импульсные, а также межпоселковые	Назначение в системе газоснабжения
Высокого давления I категории, высокого давления II категории, среднего давления, низкого давления	Давление газа
Металлические (стальные, медные и др.) и неметаллические (полиэтиленовые и др.)	Материал труб
Природного газа, попутного газа и СУГ	Вид транспортируемого газа

Межпоселковыми газопроводами следует считать распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

Приложение Б

Значение коэффициента часового максимума расхода газа K_{\max}^h
по отраслям промышленности

Таблица Б.1

Отрасль промышленности	Коэффициент часового максимума расхода газа K_{\max}^h		
	в целом по предприятию	по котельным	по промышленным печам
Винодельческая	1/5700	1/5700	—
Деревообрабатывающая	1/5400	1/5400	—
Кожевенно-галантерейная	1/4800	1/4800	—
Машиностроение	1/2700	1/2600	1/3200
Мукомольно-крупяная	1/3500	1/3600	1/3200
Обувная	1/3500	1/3500	—
Пивоваренная	1/5400	1/5200	1/6900
Пищевая	1/5700	1/5900	1/4500
Полиграфическая	1/4000	1/3900	1/4200
Радиопромышленность	1/3600	1/3300	1/5500
Резиноасбестовая	1/5200	1/5200	—
Станкостроительная и инструментальная	1/2700	1/2900	1/2600
Строительных материалов	1/5900	1/5500	1/6200
Судостроительная	1/3200	1/3100	1/3400
Табачно-махорочная	1/3850	1/3850	—
Текстильная	1/4500	1/4500	—
Фарфоро-фаянсовая	1/5200	1/3900	1/6500
Химическая	1/5900	1/5600	1/7300
Целлюлозно-бумажная	1/6100	1/6100	—
Цветная металлургия	1/3800	1/3100	1/5400
Черная металлургия	1/6100	1/5200	1/7500
Швейная	1/4900	1/4900	—
Электротехническая	1/3800	1/3600	1/5500

Приложение В

Значение коэффициента одновременности K_{sim} для жилых домов

Таблица В.1

Число квартир	Коэффициент одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,274	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,143	0,135	0,137	0,123

Примечания

1 Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с такими же газовыми приборами.

2 Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85, независимо от числа квартир.

Приложение Г

Гидравлический расчет газопроводов

Г.1 Гидравлический расчет газопроводов следует выполнять с использованием специализированного программного обеспечения.

Г.2 Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления следует принимать исходя из максимального использования давления в газопроводе и обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

Г.3 Суммарную потерю давления газа от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удаленного прибора следует принимать не более 0,0018 МПа, в том числе в уличных и внутриквартальных газопроводах 0,0012 МПа, во вводах и внутренних газопроводах — 0,0006 МПа.

В тех случаях, когда газоснабжение СУГ является временным (с последующим переводом на снабжение природным газом), газопроводы следует проектировать из условия возможности их использования в будущем на природном газе. При этом количество газа необходимо определять как эквивалентное (по теплоте сгорания) расчетному расходу СУГ.

Г.4 Значения расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех давлений для промышленных, сельскохозяйственных и бытовых предприятий и организаций жилищно-коммунального хозяйства принимаются в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемых к установке газовых горелок, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

Г.5 Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) может учитываться путем увеличения расчетной длины газопроводов на 5 %–10 %.

Г.6 Гидравлический расчет газопроводов паровой фазы СУГ следует выполнять в соответствии с указаниями по расчету газопроводов природного газа соответствующего давления.

Г.7 Гидравлический расчет кольцевых сетей газопроводов следует выполнять с увязкой давлений газа в узловых точках расчетных колец при максимальном использовании допустимой потери давления газа. Неувязка потерь давления в кольце возможна до 10 %.

Г.8 При выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, следует принимать скорости движения газа не более 7 м/с для газопроводов низкого давления; 15 м/с — для газопроводов среднего давления; 25 м/с — для газопроводов высокого давления.

Приложение Д

Отвод продуктов сгорания

Д.1 Отвод продуктов сгорания от бытового и небытового газового оборудования, в конструкции которого предусмотрен отвод продуктов сгорания в дымовую трубу, целесообразно предусматривать по [16] (раздел 23).

Д.2 Небытовые газовые приборы (ресторанные плиты, пищеварочные котлы и т. п.) разрешается присоединять как к обособленной, так и к коллективной дымовой трубе.

Могут предусматриваться присоединительные дымоотводы, общие для нескольких газовых приборов.

Ввод продуктов сгорания в коллективную дымовую трубу для нескольких газовых приборов следует предусматривать на разных уровнях или на одном уровне с устройством рассечек, при этом целесообразно руководствоваться [16] (раздел 23).

Сечения дымовых труб и присоединительных дымоотводов следует определять расчетом, исходя из условия одновременной работы всех газовых приборов, присоединенных к коллективной дымовой трубе.

Д.3 Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит и других небытовых газовых приборов могут предусматриваться горизонтальные участки присоединительных дымоотводов общей длиной до 10 м.

Д.4 Отвод продуктов сгорания от газифицированных установок промышленных предприятий, котельных, предприятий бытового обслуживания может предусматриваться по стальным дымовым трубам.

Приложение Е

**Выбор стальных труб
для объектов газораспределительной системы и газопотребления**

Е.1 Стальные трубы для объектов газораспределительной системы и газопотребления давлением до 1,6 МПа следует принимать по таблице Е.1.

Таблица Е.1 — Стальные трубы для строительства наружных и внутренних газопроводов

Стандарт или технические условия на трубы	Марка стали, стандарт на сталь	Наружный диаметр трубы, мм
1 Электросварные прямошовные по ГОСТ 10705 (группа В) и ГОСТ 10704	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380; 10, 15, 20 по ГОСТ 1050	От 10 до 630 включ.
2 Электросварные для магистральных газонефтепроводов (прямошовные и спиральношовные) по ГОСТ 20295	ВСт3сп не менее 2-й категории (К38) по ГОСТ 380; 10(К34), 15(К38), 20(К42) по ГОСТ 1050	По ГОСТ 20295
3 Электросварные прямошовные по ГОСТ 10706 (группа В) и ГОСТ 10704	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380	От 630 до 1220 включ.
4 Электросварные со спиральным швом по ГОСТ 8696 (группа В)	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380	От 159 до 1220 включ.
5 Бесшовные горячедеформированные по ГОСТ 8731 (группы В и Г) и ГОСТ 8732	10, 20 по ГОСТ 1050	От 45 до 325 включ.
6 Бесшовные холоднодеформированные, теплодеформированные по ГОСТ 8733 (группы В и Г) и ГОСТ 8734	10, 20 по ГОСТ 1050	От 10 до 45 включ.
<p><i>Примечания</i></p> <p>1 Трубы по поз. 5, 6 следует применять для газопроводов жидкой фазы СУГ.</p> <p>2 Для ТЭС трубы из стали марки 20 следует применять в районах с расчетной температурой до минус 30 °С.</p>		

Е.2 Для объектов газораспределительной системы и газопотребления следует принимать трубы из углеродистой стали обыкновенного качества по ГОСТ 380 и качественной стали по ГОСТ 1050.

Е.3 Для газопроводов жидкой фазы СУГ следует применять бесшовные трубы. Разрешается применять для этих газопроводов электросварные трубы. При этом трубы диаметром до 50 мм должны пройти 100 %-ный контроль сварного шва неразрушающими методами, а трубы диаметром 50 мм и более — также и испытание сварного шва на растяжение.

Е.4 Трубы по ГОСТ 3262 могут применяться для строительства наружных и внутренних газопроводов низкого давления.

Трубы по ГОСТ 3262, с условным диаметром до 32 мм могут применяться для строительства импульсных газопроводов давлением до 1,2 МПа. При этом гнутые участки импульсных газопроводов должны иметь радиус изгиба не менее двух наружных диаметров, а температура стенки трубы в период эксплуатации должна быть не ниже 0 °С.

Е.5 Возможность применения труб по государственным стандартам и техническим условиям, приведенным в таблице Е.1, но изготовленных из полуспокойной и кипящей стали, регламентируется 16.2.4 и 16.2.5.

Е.6 Запрещается применять для строительства объектов газораспределительной системы и газопотребления трубы по ГОСТ 8731 и ГОСТ 8733, изготовленные из слитка.

Приложение Ж

Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования
в системах газоснабжения тепловых электростанций

Таблица Ж.1

Измеряемые и регулируемые величины	Форма и место представления информации									Автоматическое регулирование
	Щит управления в главном корпусе			Местный щит управления в ГРП			По месту			
	Показывающий прибор (обязательный)	Показывающий прибор (при необходимости)	Сигнализация	Регистрирующий прибор	Показывающий прибор (обязательный)	Показывающий прибор (при необходимости)	Сигнализация	Регистрирующий прибор	Показывающий прибор	
Давление газа до ГРП	+	—	+	—	+	—	—	+	—	—
Давление газа после ГРП	+	—	+	—	+	—	—	+	—	+
Общий расход газа	+	—	—	—	+	—	—	+	—	—
Температура газа до или после расхода	—	—	—	—	+	—	—	+	—	—
Потеря давления на фильтрах	—	—	—	—	+	—	—	—	+	—
Загазованность в регуляторном зале и помещении щита управления в ГРП	—	—	+	—	+	—	+	—	—	—
Расход газа на каждый котел	+	—	—	+	—	—	—	—	—	+
Давление газа до регулирующего клапана котла	—	+	—	+	—	—	—	—	—	—

Окончание таблицы Ж.1

Измеряемые и регулируемые величины	Форма и место представления информации									Автоматическое регулирование
	Щит управления в главном корпусе			Местный щит управления в ГРП			По месту			
	Показывающий прибор (обязательный)	Показывающий прибор (при необходимости)	Сигнализация	Регистрирующий прибор	Показывающий прибор (обязательный)	Показывающий прибор (при необходимости)	Сигнализация	Регистрирующий прибор	Показывающий прибор	
Давление газа перед каждой горелкой (после отключающего устройства)	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—
<p><i>Примечание</i> — Знак «+» означает, что для этих параметров должна обеспечиваться информация.</p>										

Приложение К

**Число квартир, которое целесообразно снабжать паровой фазой
сжиженного углеводородного газа от одной резервуарной установки**

Таблица К.1

Преобладающая этажность застройки	Оптимальная плотность газопотребления, кг/(ч·га)	Число квартир в зависимости от типа испарителей газа			
		электрических		водяных и паровых	
		Оптимальное	Допустимое	Оптимальное	Допустимое
При установке газовых плит					
2	1,65	588	410–880	780	550–1250
3	2,15	857	580–1360	1242	850–2000
4	2,30	951	620–1610	1412	950–2250
5	2,60	1155	730–1980	1794	1250–3080
9	3,45	1710	1060–3060	2911	1790–4600
При установке газовых плит и проточных водонагревателей					
2	2,95	642	390–1070	765	470–1260
3	3,80	1084	630–2020	1264	780–2140
4	4,20	1256	720–2350	1454	930–2560
5	4,60	1641	860–3360	1879	1120–3380

Приложение Л

Число квартир, которое целесообразно снабжать газовой воздушной смесью от одной резервуарной установки

Таблица Л.1

Преобладающая этажность застройки	Оптимальная плотность газопотребления, кг/(ч·га)	Число квартир в зависимости от типа испарителей газа			
		электрических		водяных и паровых	
		Оптимальное	Допустимое	Оптимальное	Допустимое
При установке газовых плит					
2	2,40	1159	760–1800	931	650–1450
3	3,20	1856	1200–3150	1564	1000–2500
4	5,45	2102	1350–3600	1793	1240–3050
5	3,95	2632	1600–4520	2296	1400–3900
9	5,20	4127	2350–6400	3767	2100–6500
При установке газовых плит и проточных водонагревателей					
2	4,40	1274	800–2300	1270	850–2150
3	5,75	2024	1200–3700	1969	1250–3400
4	6,20	2312	1300–4300	2221	1350–3860
5	7,10	2946	1600–6000	2766	1700–4900

Приложение М

Структура, функции и технические средства телемеханизации и автоматизированных систем управления технологическими процессами

М.1 Проектирование ТМ и АСУТП объектов газораспределительной системы и газопотребления следует осуществлять в соответствии с требованиями настоящего раздела и других ТНПА, а также целесообразно руководствоваться [5].

М.2 Внедрение ТМ и АСУТП должно обеспечивать бесперебойную и безопасную подачу и использование газа, учет газопотребления и улучшение технико-экономических показателей объектов газораспределительной системы и газопотребления, а также выработку и реализацию оптимальных (рациональных) управляющих воздействий на систему распределения газа в режимах нормального ее функционирования.

М.3 Структура

М.3.1 ТМ и АСУТП следует создавать путем устройства в газоснабжающих организациях ПУ, а на наружных сетях и сооружениях распределительных систем — КП.

При необходимости создания многоуровневых АСУТП должен предусматриваться ЦПУ, координирующий работу ПУ.

Разрешается совмещать центральный пункт управления с одним из ПУ.

М.3.2 На сооружениях, не оснащенных полностью средствами автоматики и телемеханики и требующих для обслуживания постоянного дежурного персонала, возможно устройство операторских пунктов, подчиненных службе ПУ.

М.3.3 Места размещения КП следует выбирать в соответствии с требованиями техники безопасности с учетом важности контролируемого объекта и его влияния на функционирование системы распределения газа с учетом перспективы ее развития.

М.3.4 ТМ следует охватывать:

- все ГРС или точки газопроводов на выходе из ГРС;
- все ГРП, питающие сети высокого и среднего давления или перераспределяющие в них потоки газа;
- ГРП, питающие тупиковые сети низкого давления;
- ГРП или пункты учета расхода газа потребителей с расчетным расходом газа св. $500 \text{ м}^3/\text{ч}$, имеющие особые режимы газоснабжения или резервное топливное хозяйство;
- ГРП, питающие замкнутые сети низкого давления, а также ГРП или пункты учета расхода газа потребителей, выбор которых производится в зависимости от особенностей схемы газоснабжения.

В АСУТП выбранные КП должны, кроме того, обеспечивать заданное качество моделирования, прогнозирования и управления распределением потоков газа.

М.4 Функции

М.4.1 Проектируемые ТМ и АСУТП должны выполнять информационные и управляющие функции (задачи) в объеме, приведенном в таблице М.1.

М.4.2 Информационную емкость КП следует принимать согласно данным таблицы М.2.

М.4.3 Определение расхода и количества газа с приведением к нормальным условиям может выполняться на ПУ. Дискретность измерений при определении количества газа должна обеспечивать необходимую точность учета.

М.4.4 При использовании метода спорадической телепередачи (передача технологической информации по инициативе КП по мере отклонения значений от заданных) не реже 1 раза в час должен осуществляться общий опрос информации о состоянии КП.

М.5 Технические средства

М.5.1 В комплекс технических средств следует включать СИА, выполняющие функции восприятия, преобразования, измерения, обработки, передачи, хранения, отображения и использования информации, а также вспомогательные функции.

М.5.2 Используемые СИА должны удовлетворять требованиям единой системы стандартов приборостроения, а также соответствовать техническим условиям на конкретные СИА и приниматься с учетом требований настоящих строительных норм.

М.5.3 Выходные сигналы средств восприятия и преобразования информации должны соответствовать ГОСТ 26.011 и ГОСТ 26.013.

М.5.4 Измерение, обработка, передача, хранение и отображение информации должны обеспечиваться СИА класса УВТК, включающих средства вычислительной техники по ГОСТ 21552 и устройства телемеханики по ГОСТ 26.205.

Таблица М.1

Наименование функции	Описание функции	Необходимость выполнения функции	
		ТМ	АСУТП
Информационная			
1 Централизованный контроль за состоянием объектов газораспределительной системы и газопотребления	1 Автоматический с заданным периодом или по вызову, измерение и подготовка к выдаче оперативному персоналу значений технологических параметров на всех или группе КП	+	+
	2 Автоматический с заданным периодом или по вызову, отображение и (или) регистрация значений необходимых технологических параметров на всех или группе КП	+	+
	3 Оперативный с автоматическим обнаружением, отображением, регистрацией и общим оповещением о выходе значений технологических параметров за допустимые пределы, а также о срабатывании средств защиты	+	+
	4 Автоматический с обнаружением, отображением и регистрацией изменения показателей состояния оборудования на КП	+	+
	5 Автоматический с отображением и регистрацией отклонений регулируемых технологических параметров от заданных значений	*	+
	6 Измерение значений технологических параметров и определение показателей состояния оборудования выбранного КП по вызову, с отображением или регистрацией фактических, договорных и заданных значений технологических параметров	+	+
	7 Оперативный с отображением и регистрацией результатов вычислительных и логических операций, выполняемых комплексом технологических средств	*	+
2 Вычислительные и логические операции информационного характера	1 Косвенные измерения расходов газа с коррекцией на температуру и давление газа	+	+
	2 Учет количества газа, поданного в систему по каждой магистральной ГРС и в целом по городу за различные периоды	*	+
	3 Учет количества газа, израсходованного каждым телемеханизированным потребителем за различные периоды	*	+

Окончание таблицы М.1

Наименование функции	Описание функции	Необходимость выполнения функции	
		ТМ	АСУТП
2 Вычислительные и логические операции информационного характера	4 Вычисление и анализ обобщенных показателей качества газоснабжения	*	+
	5 Диагностика режимов газоснабжения потребителей	*	+
	6 Прогнозирование газопотребления	*	+
	7 Прогнозирование состояния объектов газораспределительной системы и газопотребления	*	+
	8 Подготовка информации и отчетов для смежных и вышестоящих систем управления	*	+
	9 Выполнение процедур обмена информацией со смежными и вышестоящими системами управления	*	+
Управляющая			
3 Определение рационального режима ведения технологического процесса	1 Выработка рациональных значений давления газа на выходе из источников различных ступеней объектов газораспределительной системы и газопотребления	—	+
	2 Выработка рационального варианта газоснабжения потребителей, сглаживающих пиковую неравномерность газопотребления	—	+
	3 Выработка рационального варианта локализации аварийного участка системы газоснабжения	—	+
	4 Выработка рационального варианта распределения потоков в системе газоснабжения	—	*
	5 Выдача рекомендаций оперативному персоналу по рациональному ведению технологического процесса		+
4 Формирование и передача управляющих воздействий	1 Дистанционная настройка регуляторов на источниках газоснабжения различных ступеней системы газоснабжения	*	+
	2 Выдача команд-инструкций на сокращение или увеличение потребления газа	*	*
	3 Выдача команд на принудительное сокращение подачи газа потребителям, превышающим установленные лимиты	*	*
	4 Дистанционная настройка регуляторов ГРП, перераспределяющих потоки в системе газоснабжения	*	*
	5 Дистанционное управление отключающими устройствами	*	*
<p><i>Примечание</i> — Знак «+» обозначает, что функция нормируется; знак «-» — не нормируется; знак «*» — функция нормируется при обосновании необходимости.</p>			

Таблица М.2

Телемеханические функции	Категории КП			
	ГРС	ГРП		Отдельные характерные точки
		Сетевой	Объектовые	
Текущее измерение: давления газа на: входе выходе расхода газа температуры газа	— + + +	+ + * *	+ — + +	+ — — —
Интегральное измерение количества газа	+	—	+	—
Сигнализация: предельных давлений газа на входе предельных давлений газа на выходе предельной засоренности фильтров предельной загазованности воздуха предельной температуры воздуха срабатывания предохранительного клапана положения телеуправляемых объектов (электроуправляемых задвижек, устройств дистанционного управления регуляторов давления газа)	— + — — — — —	+ + + * * + +	+ * — — — — *	* — — — — — —
Управление: отключающими устройствами настройкой регуляторов давления газа устройствами ограничения подачи газа телефонной связью двусторонним телевызовом передачей команд-инструкций	— — — + + —	+ * — * + —	* — * * + *	* — — * * —
<i>Примечание</i> — Знак «+» обозначает, что функция нормируется; знак «—» — функция не нормируется; знак «*» — функция нормируется при обосновании необходимости.				

М.5.5 УВТК по быстродействию должны соответствовать 2-й группе, по точности — классу 1,5, по достоверности — категории 3 и по надежности — группе 2 по ГОСТ 26.205 либо иметь лучшие характеристики.

М.5.6 По устойчивости к воздействию климатических факторов УВТК на ПУ должны соответствовать 2-й группе по ГОСТ 21552 для средств вычислительной техники и группе В1 по ГОСТ 26.205 для устройств телемеханики, а на КП — группе В3 или В4 по ГОСТ 26.205.

М.5.7 Телепередачу информации следует осуществлять по телемеханической сети произвольной многоточечной структуры с дальностью действия не менее 25 км. Возможно использование иерархической телемеханической сети.

М.5.8 При использовании для передачи информации каналов (телефонных или радио) Министерства связи и информатизации параметры линейных цепей технических средств, сопрягаемых с этими каналами, должны соответствовать ТНПА Министерства связи и информатизации, при использовании ведомственных каналов связи параметры линейных цепей устанавливаются в технических условиях, утвержденных в установленном порядке на конкретное техническое средство.

М.5.9 Использование коммутируемых каналов связи возможно для УВТК с децентрализованной (на КП) обработкой и хранением информации, при этом для приема аварийных сигналов на ПУ должен выделяться отдельный телефонный номер.

М.5.10 Средства использования информации должны обеспечивать отключение (включение) подачи газа и настройку регуляторов давления в соответствии с требованиями настоящих строительных норм.

Для управления отключающими устройствами должны применяться дистанционно управляемые задвижки или ПЗК, а для управления настройкой регуляторов давления газа — переключаемые или плавно перенастраиваемые регуляторы управления, при этом на ГРП низкого давления перенастройка должна осуществляться с установкой не менее трех уровней выходного давления.

М.5.11 Разрешается использование технических средств, обеспечивающих оперативное управление инженерными сетями другого назначения, а также вычислительных центров и сетей передачи данных коллективного пользования, если при этом обеспечиваются требуемые надежность и быстродействие выполнения функций ТМ и АСУТП.

М.6 Помещения

М.6.1 ПУ следует размещать в помещениях, обеспечивающих оптимальные условия эксплуатации аппаратуры и комфортные условия работы диспетчерского персонала.

При проектировании строительной части ПУ следует руководствоваться требованиями СН 2.02.03 и СН 3.02.02.

М.6.2 При проектировании ПУ следует предусматривать устройство:

— резервного ввода электроснабжения от отдельной трансформаторной подстанции с автоматическим включением резерва или резервного источника постоянного тока (аккумуляторной установки с автоматическим подзарядом) с автоматическим подключением к резерву;

— отопления и приточно-вытяжной вентиляции;

— защиты диспетчерского и аппаратного зала от проникания пыли;

— акустического благоустройства диспетчерского зала;

— подпольных каналов сечением не менее 10×30 см или фальшполов, обеспечивающих прокладку кабельных коммуникаций.

М.6.3 ПУ могут оборудоваться диспетчерскими телефонными станциями, внутренней сигнализацией, переговорными устройствами и аппаратурой для звукозаписи телефонных сообщений.

М.6.4 КП, оборудуемые на ГРС, ГРП, и пункты учета расхода газа объектов газораспределительной системы и газопотребления, должны иметь аппаратные помещения площадью не менее 4 м².

Для размещения технических средств АСУТП могут использоваться наружные аппаратные киоски, а также приспособленные помещения производственных зданий.

Аппаратные помещения должны отвечать требованиям, предъявляемым к помещениям КИП в ГРП.

Приложение Н

Рекомендуемые расстояния между осями смежных трубопроводов
и от трубопроводов до края опорной конструкции

Таблица Н.1

Условный проход трубопроводов D_y , мм	Рекомендуемые расстояния, мм, не менее			
	для изолированных трубопроводов		для неизолированных трубопроводов	
	A_1	b_1	A_2	b_2
32	90	130	70	40
40	90	150	80	50
50	100	180	80	50
65	100	190	90	60
80	150	200	100	70
100	150	220	110	80
125	150	220	120	100
150	200	240	130	110
200	200	300	160	140
250	200	300	190	160
300	250	320	210	190
350	250	350	240	210
400	300	400	260	240
500	300	450	320	290
600	400	540	370	340
700	400	560	410	380
800	450	620	490	450
1000	500	760	610	560
1200	600	850	710	660
1400	700	1000	810	760

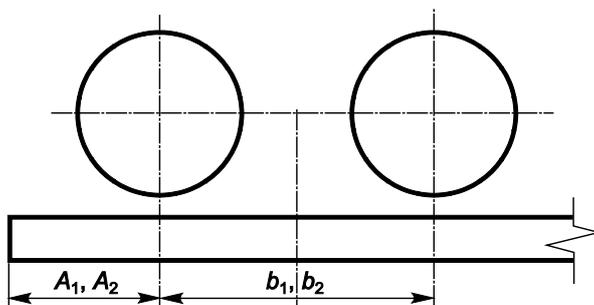


Рисунок Н.1

Приложение П

**Минимальные расстояния от объектов,
расположенных на территории электростанций,
до газопроводов систем газоснабжения газотурбинной установки
и парогазовой установки**

Таблица П.1

Наименование объекта	Минимальное расстояние, м, от объекта электростанции до газопровода, проложенного	
	надземно	подземно
1 Административные и бытовые здания	15	10
2 Внутренние автомобильные дороги	1,5	2,5
3 Внутренние железные дороги	5	10,8
4 ВА электропередачи	С учетом [5]	
5 Резервуары горючей жидкости, легковоспламеняющейся жидкости	15	—
6 Колодцы инженерных коммуникаций	Вне габаритов опор, эстакады	10
7 Открытые трансформаторные подстанции и распределительные устройства	С учетом [5]	
8 Производственные здания	10	10
9 Инженерные коммуникации (подземные): водопровод, бесканальная тепловая сеть	3	2,0
тепловые каналы, в том числе тепловые сети	1,5	4,0
канализация	1,5	5,0
силовые кабели	С учетом [5]	

Библиография

- [1] Жилищный кодекс Республики Беларусь
- [2] Закон Республики Беларусь от 4 января 2003 г. № 176-З «О газоснабжении»
- [3] Правила по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 2 февраля 2009 г. № 6
- [4] Правила по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 28 января 2016 г. № 7
- [5] ПУЭ (6-е издание) Правила устройства электроустановок
- [6] СНиП 3.05.02-88 Газоснабжение
- [7] Правила по обеспечению промышленной безопасности при эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 бар) и водогрейных котлов с температурой нагрева не выше 115 °С
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 31 декабря 2013 г. № 79
- [8] Закон Республики Беларусь от 5 января 2016 г. № 354-З «О промышленной безопасности»
- [9] Положение о порядке установления охранных зон объектов газораспределительной системы, размерах и режиме их использования
Утверждено постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 ноября 2007 г. № 1474
- [10] СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы
- [11] СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий
- [12] СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов
- [13] СНиП III-42-80 Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы
- [14] СНБ 3.03.01-98 Железные дороги колеи 1520 мм
- [15] DIN 3535-6:2011 Gaskets for gas supply — Part 6: Gasket materials based on fibres, graphite or polytetrafluoroethylene (PTFE) for gas valves, gas appliances and gas mains (действует 2019 года)
Материалы уплотнительные на основе волокон, графита или политетрафторэтилена (PTFE) для газовой арматуры, газового оборудования и газопроводов
- [16] СНиП II-35-76 Нормы проектирования. Котельные установки

Официальное издание
МИНИСТЕРСТВО АРХИТЕКТУРЫ И СТРОИТЕЛЬСТВА
СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ

СН 4.03.01-2019

ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЕ

Ответственный за выпуск	Е. П. Желунович
Редакторы	Н. А. Лебедко, И. М. Дорошко
Технический редактор	А. В. Хмеленко
Художественный редактор	Н. П. Бузуй
Корректор	Н. В. Леончик

Сдано в набор 13.12.2019.	Подписано в печать 22.07.2020.	Формат 60×84 1/8.
Бумага офсетная.	Гарнитура Ариал.	Печать офсетная.
Усл. печ. л. 12,6.	Уч.-изд. л. 12,91.	Тираж экз. Заказ .

Издатель и полиграфическое исполнение:
республиканское унитарное предприятие «Стройтехнорм».
Свидетельство о государственной регистрации издателя,
изготовителя, распространителя печатных изданий
№ 1/536 от 08.11.2018.
Ул. Кропоткина, 89, 220002, г. Минск.