

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЕ
Строительные нормы проектирования**ГАЗАРАЗМЕРКАВАННЕ І ГАЗАСПАЖЫВАННЕ**
Будаўнічыя нормы праектаванняGas distribution and consuming
Building norms of designing

Дата введения 2012-12-01

1 Область применения

Настоящий технический кодекс установившейся практики (далее — технический кодекс) распространяется на проектирование объектов газораспределительной системы и газопотребления, предназначенных для обеспечения промышленных, коммунально-бытовых и сельскохозяйственных потребителей природными (газовых и нефтяных месторождений) газами и газозоодушными смесями с избыточным давлением не более 1,2 МПа, сжиженными углеводородными газами с избыточным давлением не более 1,6 МПа.

Настоящий технический кодекс не распространяется на проектирование внутривозрадных 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 газоборудования передвижных средств.

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 настоящем техническом кодексе использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты в области технического нормирования и стандартизации (далее — ТНПА):¹⁾

ТКП 45-3.03-19-2006 (02250) Автомобильные дороги. Нормы проектирования

ТКП 45-4.01-32-2010 (02250) Наружные водопроводные сети и сооружения. Строительные нормы проектирования

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

ТКП 45-4.01-57-2012 (02250) Системы дождевой канализации. Строительные нормы проектирования

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

ТКП 45-2.02-92-2007 (02250) Ограничение распространения пожара в зданиях и сооружениях. Объемно-планировочные и конструктивные решения. Строительные нормы проектирования

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

ТКП 45-2.02-138-2009 (02250) Противопожарное водоснабжение. Строительные нормы проектирования

¹⁾ СНБ и СНиП имеют статус технического нормативного правового акта на переходный период до их замены техническими нормативными правовыми актами, предусмотренными Законом Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации».

ТКП 45-4.03-267-2012

ТКП 45-2.02-142-2011 (02250) Здания, строительные конструкции, материалы и изделия. Правила пожарно-технической классификации

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

ТКП 45-4.02-182-2009 (02250) Тепловые сети. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-2.02-190-2010 (02250) Пожарная автоматика зданий и сооружений. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-3.02-209-2010 (02250) Административные и бытовые здания. Строительные нормы проектирования

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

ТКП 45-3.03-232-2011 (02250) Мосты и трубы. Строительные нормы проектирования

ТКП 45-2.02-242-2011 (02250) Ограничение распространения пожара. Противопожарная защита населенных пунктов и территорий предприятий. Строительные нормы проектирования

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

ТКП 45-4.03-257-2012 (02250) Газопроводы из полиэтиленовых труб. Правила проектирования и монтажа

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

СТБ 1154-99 Жилище. Основные положения

СТБ 1244-2000 Пункты и установки газорегуляторные. Общие технические требования и методы испытаний

СТБ 1757-2007 Приборы газовые бытовые для приготовления пищи. Общие технические условия

СТБ EN 1856-1-2009 Трубы дымовые. Требования к металлическим дымовым трубам. Часть 1. Детали дымовых труб

СТБ EN 1856-2-2009 Трубы дымовые. Требования к металлическим дымовым трубам. Часть 2. Металлическая футеровка и соединительные трубы

СТБ EN 14989-1-2009 Трубы дымовые. Требования и методы испытаний металлических дымовых труб и каналов подачи воздуха, независимых от материалов, для отопительных установок закрытого типа. Часть 1. Вертикальные воздухопроводы/дымовые трубы для оборудования типа С6

СТБ EN 14989-2-2009 Трубы дымовые. Требования и методы испытаний металлических дымовых труб и каналов подачи воздуха, независимых от материалов, для отопительных установок закрытого типа. Часть 2. Каналы подачи воздуха и отвода дыма для бытовых установок закрытого типа

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

ГОСТ 8.586.2-2005 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 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 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 9.602-2005 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 измерений 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 1050-88 Прокат сортовой, калиброванный, со специальной отделкой поверхности из углеродистой качественной конструкционной стали. 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 4543-71 Прокат из легированной конструкционной стали. Технические условия

ГОСТ 5520-79 Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. Технические условия

ГОСТ 5542-87 Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 6533-78 Днища эллиптические отбортованные стальные для сосудов, аппаратов и котлов.

Основные размеры

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 9544-2005 Арматура трубопроводная запорная. Классы и нормы герметичности затворов
- ГОСТ 9931-85 Корпуса цилиндрические стальных аппаратов. Типы, основные параметры и размеры
- ГОСТ 10704-91 Трубы стальные электросварные прямошовные. Сортамен
- ГОСТ 10705-80 Трубы стальные электросварные. Технические условия
- ГОСТ 10706-76 Трубы стальные электросварные прямошовные. Технические требования
- ГОСТ 11032-97 Аппараты водонагревательные емкостные газовые бытовые. Общие технические условия
- ГОСТ 11881-76 ГСП. Регуляторы, работающие без использования постороннего источника энергии. Общие технические условия
- ГОСТ 12820-80 Фланцы стальные плоские приварные на P_y от 0,1 до 2,5 МПа (от 1 до 25 кгс/см²). Конструкция и размеры
- ГОСТ 12821-80 Фланцы стальные приварные встык на P_y от 0,1 до 20,0 МПа (от 1 до 200 кгс/см²). Конструкция и размеры
- ГОСТ 13726-97 Ленты из алюминия и алюминиевых сплавов. Технические условия
- ГОСТ 14202-69 Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки
- ГОСТ 14249-89 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность
- ГОСТ 15180-86 Прокладки плоские эластичные. Основные параметры и размеры
- ГОСТ 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 19281-89 Прокат стали повышенной прочности. Общие технические условия
- ГОСТ 19910-94 Аппараты водонагревательные проточные газовые бытовые. Общие технические условия
- ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия
- ГОСТ 20448-90 Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления. Технические условия
- ГОСТ 21204-97 Горелки газовые промышленные. Общие технические требования
- ГОСТ 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 25696-83 Горелки газовые инфракрасного излучения. Общие технические требования и приемка
- ГОСТ 27570.0-87 Безопасность бытовых и аналогичных электрических приборов. Общие требования и методы испытаний
- ГОСТ 28394-89 Чугун с вермикулярным графитом для отливок. Марки
- ГОСТ 30219-95 Древесина огнезащитная. Общие технические требования. Методы испытаний. Транспортирование и хранение

ГОСТ 30345.0-95 Безопасность бытовых и аналогичных электрических приборов. Общие требования
ГОСТ 31284-2004 Воздухонагреватели для промышленных и сельскохозяйственных предприятий.

Общие технические условия

СНБ 2.02.02-01 Эвакуация людей из зданий и сооружений при пожаре
СНБ 3.02.04-03 Жилые здания
СНБ 3.03.01-98 Железные дороги колеи 1520 мм
СНБ 4.02.01-03 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
СНиП 2.01.02-85* Противопожарные нормы
СНиП 2.04.03-85 Канализация, наружные сети и сооружения
СНиП 2.04.12-86 Расчет на прочность стальных трубопроводов
СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы
СНиП 2.05.07-91 Промышленный транспорт
СНиП 2.05.09-90 Трамвайные и троллейбусные линии
СНиП 2.09.03-85 Сооружения промышленных предприятий
СНиП 3.05.02-88 Газоснабжение
СНиП 3.05.07-85 Системы автоматизации
СНиП II-35-76 Нормы проектирования. Котельные установки
СНиП III-42-80 Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы.

Примечание — При пользовании настоящим техническим кодексом целесообразно проверить действие ТНПА по Перечню технических нормативных правовых актов в области архитектуры и строительства, действующих на территории Республики Беларусь, и каталогу, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим техническим кодексом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем техническом кодексе применяют термины с соответствующими определениями:

3.1.1 блокированный жилой дом: По СТБ 1154.

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

3.1.3 вводной газопровод: Участок газопровода после отключающего устройства на вводе в здание (при установке отключающего устройства снаружи здания) до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.

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

3.1.5 газоиспользующее оборудование: Оборудование, в технологическом процессе которого в качестве топлива используется газ.

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

3.1.7 дымоотвод: Трубопровод или канал для отвода дымовых газов от теплогенератора до дымохода или наружу через стену здания.

3.1.8 дымоход: Вертикальный канал или трубопровод для создания тяги и отвода дымовых газов от теплогенератора (котла, печи) и дымоотвода вверх в атмосферу.

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

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

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

3.1.12 многоквартирный жилой дом: По СТБ 1154.

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

3.1.14 отопительное газовое оборудование: Газовое оборудование (отопительные водогрейные котлы, отопительные газовые аппараты с водяным контуром, емкостные газовые водонагреватели, конвекторы, воздухонагреватели), использующее газ в качестве топлива для выработки тепловой энергии на децентрализованное отопление, а также на отопление и горячее водоснабжение.

3.1.15 одноквартирный жилой дом: По СТБ 1154.

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

3.1.17 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.

3.1.18 системы контроля загазованности: Совокупность технических средств, предназначенных для непрерывного автоматического контроля уровня 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.

3.1.19 системы контроля концентрации окиси углерода: Совокупность технических средств, предназначенных для определения уровня 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.

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

3.1.21 стесненные условия прокладки: Кварталы городской застройки или территории промышленных предприятий и населенных пунктов, на которых расстояния между зданиями, сооружениями и коммуникациями не позволяют осуществить прокладку газопровода с соблюдением расстояний, регламентированных ТНПА.

3.2 Сокращения

АГЗС	— автомобильная газозаправочная станция;
АСУТП	— автоматизированные системы управления технологическими процессами;
ВЛ	— воздушная линия;
ГВВ	— горизонт высоких вод;
ГИИ	— горелка инфракрасного излучения;
ГНП	— газонаполнительный пункт;
ГНС	— газонаполнительная станция;
ГРП	— газорегуляторный пункт;
ГРС	— газораспределительная станция;
ГРУ	— газорегуляторная установка;
ИФС	— изолирующие фланцевые соединения;
КИП	— контрольно-измерительные приборы;
КП	— контролируемый пункт;
КПД	— коэффициент полезного действия;
МЭД	— медносульфатный электрод;
ОП	— операторский пункт;
ПГРП	— промежуточный газорегуляторный пункт;
ПЗК	— предохранительный запорный клапан;
ПСБ	— промежуточный склад баллонов;
ПСК	— предохранительный сбросной клапан;
ПУ	— пункт управления;

СИА	— средства измерений и автоматизации;
СУГ	— сжиженный углеводородный газ;
ТМ	— телемеханизация;
УВТК	— управляющие вычислительные телемеханические комплексы;
ЦПУ	— центральный пункт управления;
ШРП	— шкафной регуляторный пункт.

4 Общие положения

4.1 Проектирование объектов газораспределительной системы и газопотребления осуществляется на основании зональных схем газоснабжения (города, района, отдельного региона) и актов выбора трасс, утвержденных в установленном порядке.

4.2 При проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления кроме требований настоящего технического кодекса следует соблюдать требования [1] – [4], СНиП 3.05.02, СНиП II-35, а также других ТНПА.

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

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

4.5 Температура газа, выходящего из газораспределительных станций, должна быть равна:

— 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 не должна превышать 40 °С.

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

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

4.8 Учет расхода газа и выбор систем учета осуществляется в соответствии с требованиями раздела 11.

4.9 При проектировании горелочных устройств и газовых воздухонагревателей для отопления зданий необходимо производить расчеты выбросов и рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу.

4.10 Степень огнестойкости, классы функциональной пожарной опасности (далее — классы) зданий и сооружений, типы противопожарных преград, показатели пожарной опасности конструкций и материалов определяют по ТКП 45-2.02-142, категории по взрывопожарной и пожарной опасности (далее — категорий) — по [5].

4.11 Проектирование газоснабжения многоквартирных жилых домов следует осуществлять для всего дома в целом. Газоснабжение отдельных квартир многоквартирных жилых домов не допускается.

5 Объекты газораспределительной системы, газопотребления и нормы давления газа

5.1 Выбор системы распределения, давления газа, числа 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 Выбор площадки для размещения ГРС и ГРП должен обеспечивать максимальное их приближение к центру нагрузок.

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

5.4 Шкафные ГРП следует предусматривать для газоснабжения:

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

5.5 Газопроводы газораспределительной системы в зависимости от рабочего (избыточного) давления транспортируемого газа подразделяются на:

- газопроводы высокого давления I категории — при рабочем давлении газа: св. 0,6 до 1,2 МПа — для природного газа и газоздушных смесей; до 1,6 МПа — для СУГ;
- газопроводы высокого давления II категории — при рабочем давлении газа св. 0,3 до 0,6 МПа;
- газопроводы среднего давления — при рабочем давлении газа св. 500 даПа до 0,3 МПа;
- газопроводы низкого давления — при рабочем давлении газа до 500 даПа.

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

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

Таблица 1

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

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

5.8 Давление газа перед бытовыми газовыми приборами следует принимать в соответствии с паспортными данными приборов, но не более указанного в таблице 1 (поз. 4).

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

6 Расчетные расходы газа, гидравлический расчет газопроводов

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

Продолжительность расчетного периода устанавливается на основании плана перспективного развития объектов — потребителей газа, а также в соответствии с разработанным генеральным планом развития 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 учреждений здравоохранения следует определять по нормам расхода теплоты, приведенным в таблице 2.

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

Таблица 2

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж
Жилые дома		
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении: природным газом СУГ	На одного человека в год	2800
	То же	2540
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении: природным газом СУГ	На одного человека в год	8000
	То же	7300
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении: природным газом СУГ	На одного человека в год	4600
	То же	4240
Предприятия бытового обслуживания населения		
Фабрики-прачечные: на стирку белья в механизированных прачечных на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	На 1 т сухого белья	8800
	То же	12 600
	“	18800
Дезкамеры: на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах на дезинфекцию белья и одежды в горяче-воздушных камерах	На 1 т сухого белья	2240
	То же	1260
Бани: мытьё без ванн мытьё в ваннах	На одну помывку	40
	То же	50

Окончание таблицы 2

Потребители газа	Показатель потребления газа	Нормы расхода теплоты, МДж
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
Учреждения 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
	То же	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
	То же	5450
	“	7750
<i>Примечания</i>		
1 Нормы расхода теплоты на жилые дома, приведенные в таблице, учитывают расход теплоты на стирку белья в домашних условиях.		
2 При применении газа для лабораторных нужд школ, вузов, техникумов и других специальных учебных заведений норму расхода теплоты следует принимать в размере 50 МДж в год на одного учащегося.		

6.3 При составлении проектов генеральных планов городов и других населенных пунктов допускается 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, предприятий бытового обслуживания непромышленного характера и т. п. следует принимать в размере до 5 % суммарного расхода теплоты на жилые дома, приведенного в таблице 2.

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

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

Таблица 3

Назначение расходуемого газа	Домашнее животное	Нормы расхода теплоты на нужды животных, 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

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

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 4; для бань, прачечных, предприятий общественного питания и предприятий по производству хлеба и кондитерских изделий — в таблице 5.

Таблица 4

Число жителей, снабжаемых газом, тыс.чел.	Коэффициент часового максимума расхода газа (без отопления) K_{\max}^h
1	1/1800
2	1/2000
3	1/2050
5	1/2100
10	1/2200
20	1/2300
30	1/2400
40	1/2500
50	1/2600
100	1/2800
300	1/3000
500	1/3300
750	1/3500
1000	1/3700
2000 и более	1/4700

Таблица 5

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

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

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

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

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 групп приборов;

m — количество типов приборов или групп приборов.

6.11 Годовые и расчетные часовые расходы теплоты на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения следует определять в соответствии с требованиями ТКП 45-4.02-182, СНБ 4.02.01 и СНиП 2.04.01.

6.12 Гидравлические режимы работы распределительных газопроводов низкого, среднего и высокого давления необходимо принимать из условий создания при максимально допустимых потерях давления газа наиболее экономичной и надежной в эксплуатации системы, обеспечивающей устойчивость работы ГРП и ГРУ, а также работы горелок потребителей.

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

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

7 Наружные газопроводы и сооружения

7.1 Общие указания

7.1.1 Требования настоящего раздела 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. Допускается выполнение проектов межпоселковых газопроводов на планах М 1:5000 при закреплении оси трассы в натуре. Допускается не составлять продольные профили участков газопровода, прокладываемого на местности со спокойным рельефом, при отсутствии пересечений газопровода с естественными преградами и различными сооружениями.

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

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

На территории промышленных предприятий прокладку наружных газопроводов следует осуществлять, как правило, 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 Вводы газопроводов в жилые дома должны предусматриваться в нежилые помещения, доступные для осмотра газопроводов.

Вводы газопроводов в общественные здания следует предусматривать непосредственно в помещении, где установлены газовые приборы.

Размещение отключающего устройства следует предусматривать снаружи здания, выход газопровода из земли необходимо выполнять в соответствии с типовыми рабочими чертежами, утвержденными и согласованными в установленном порядке.

7.1.6 Вводы газопроводов в здания промышленных предприятий и другие здания производственного характера следует предусматривать непосредственно в помещении, где находится газоиспользующее оборудование, или в смежное с ним помещение, соединенное с первым открытым проемом. При этом воздухообмен в смежном помещении должен быть не менее по кратности, чем в помещении, где установлено газоиспользующее оборудование.

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

7.1.8 Вводы газопроводов в технические подполья и технические коридоры и разводка по этим помещениям в общественных зданиях допускаются только при подводке к ним наружных газопроводов низкого давления во внутриквартальных коллекторах.

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

7.1.10 Конструктивные решения вводов следует принимать с учетом требований 7.2.6.

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

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

7.1.12 Соединения полиэтиленовых труб со стальными следует предусматривать с учетом 7.9.

Разъемные соединения следует размещать в колодцах.

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

Не допускается предусматривать в грунте разъемные соединения на стальных газопроводах.

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.

Допускается 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. При невозможности соблюдения расстояний, указанных в ТКП 45-3.03-227, при прокладке газопроводов давлением до 0,6 МПа в сельской местности, для отступления от действующих нормативов в каждом конкретном случае должно быть получено соответствующее согласование Госпромнадзора Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь и разработаны компенсирующие мероприятия по обеспечению безопасной эксплуатации указанных газопроводов.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

7.2.3 Расстояние по вертикали в свету при пересечении газопроводов всех давлений с подземными инженерными сетями следует принимать не менее 0,2 м, электрическими сетями — в соответствии с [4], с кабельными линиями связи и радиотрансляционными сетями — в соответствии с [6] и [7].

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 следует предусматривать контрольную трубку, выходящую под защитное устройство.

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

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

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

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

Концы футляра следует уплотнять эластичным негорючим материалом.

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

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

При прокладке газопровода по торфяникам необходимо производить выторфовку с последующим выполнением требований первого абзаца. Объемы выторфовки определяет проектная организация.

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

7.2.8 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, или при отсутствии постоянных точек привязки.

7.3 Надземные и наземные газопроводы

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

При этом разрешается прокладка:

- на отдельно стоящих опорах, колоннах, эстажаках и эстажерках — 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 VI степени огнестойкости — газопроводов давлением до 0,3 МПа;
- по стенам общественных зданий и жилых домов VII–VIII степени огнестойкости — газопроводов низкого давления с условным диаметром труб, как правило, не более 50 мм, а при размещении регулятора давления газа на наружных ограждающих конструкциях этих зданий — газопроводов давлением до 0,3 МПа — на участках до регуляторов;
- по кровлям жилых, общественных и производственных зданий I–VI степени огнестойкости с производствами категории В, Г, Д — газопроводов давлением до 0,3 МПа.

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

Запрещается транзитная прокладка:

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

Запрещается прокладка газопроводов всех давлений по зданиям категорий А и Б, а также по стенам и покрытиям из панелей с металлической или пластиковой обшивкой и горючим утеплителем, за исключением административных и бытовых зданий объемом не более 1200 м³, одноквартирных и блокированных жилых домов, зданий ГРП.

7.3.2 Надземные газопроводы, прокладываемые на территории промышленных предприятий, и опоры для этих газопроводов следует проектировать с учетом требований ТКП 45-3.01-155 и СНиП 2.09.03.

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

В производственных зданиях и котельных допускается прокладка газопроводов низкого и среднего давления вдоль переплетов неоткрывающихся окон 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 свободной территории вне проезда транспорта и прохода людей допускается прокладка газопроводов на низких опорах на высоте не менее 0,35 м от земли до низа трубы.

7.3.8 Газопроводы в местах входа и выхода из земли следует заключать в футляр только в случаях, когда возможны механические повреждения их транспортом, передвижением механизмов, грузов и т. п. 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 6.

Таблица 6

Здания и сооружения	Расстояние в свету до зданий и сооружений от проложенных на опорах надземных газопроводов и наземных (без обвалования), м			
	Низкого давления	Среднего давления	Высокого давления II категории	Высокого давления I категории
Производственные и складские здания категорий А и Б	5*	5*	5*	10*
Производственные и складские здания категорий В, Г и Д	—	—	—	5
Жилые и общественные здания I–VI степени огнестойкости	—	—	5	10
Жилые и общественные здания VII и VIII 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.				
<i>Примечание</i> — Знак «—» означает, что расстояние не нормируется.				

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 воздушными линиями электропередачи, а также кабелями следует принимать по [4].

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

7.3.13 Допускается 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), следует предусматривать в соответствии с [4].

7.3.15 Прокладку газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам следует предусматривать в случаях, когда это допускается требованиями ТКП 45-3.03-232, при этом прокладку газопроводов следует осуществлять в местах, исключающих 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, как правило, перпендикулярным динамической оси потока, избегая участков, сложенных скальными грунтами.

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

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

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

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

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

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

— при ширине заливаемой поймы более 500 м по уровню горизонта высоких вод при обеспеченности 10 % и продолжительности подтопления паводковыми водами более 20 дней;

— на водных преградах с неустойчивым дном и берегами.

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

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

Таблица 7

Водные преграды	Тип моста	Расстояние по горизонтали между газопроводом и мостом, м, 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	Всех типов	По СНиП 2.05.06		50	50
Судоходные незамерзающие	Всех типов	50	50	50	50
Несудоходные замерзающие	Многопролетные	По СНиП 2.05.06		50	50
Несудоходные незамерзающие	Многопролетные	20	20	20	20

Окончание таблицы 7

Водные преграды	Тип моста	Расстояние по горизонтали между газопроводом и мостом, м, 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
Несудоходные. Для газопроводов давления: низкого	Одно- и двухпролетные	2	20	2	10
среднего и высокого	То же	5	20	5	20

7.4.7 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.

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

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

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

7.4.9 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 м ниже прогнозируемого профиля дна, определяемого с учетом возможного размыва русла в течение 25 лет после окончания строительства перехода.

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

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

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

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

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

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

7.4.14 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 м над уровнем ГВВ при обеспеченности 1 %;

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

7.4.15 Угол пересечения газопровода с инженерными сетями при подземной прокладке должен быть, как правило, 90°, но не менее 60°. При согласовании с газоснабжающей организацией и с организацией, эксплуатирующей пересекаемые инженерные сети, угол пересечения может быть принят менее 60°.

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, как правило, под прямым углом.

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

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

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

Необходимость установки опознавательных столбиков (знаков) и их оформление на переходах газопроводов через автомобильные и железные дороги общей сети решается по согласованию с организацией, выдающей технические условия на переход.

При проектировании переходов газопроводов через железные дороги общего пользования кроме требований настоящего раздела следует выполнять требования СНБ 3.03.01; через трамвайные пути — СНиП 2.05.09; через транспортные пути промышленных предприятий — ТКП 45-3.01-155.

7.5.2 Прокладку подземных газопроводов всех давлений в местах пересечений с железнодорожными и трамвайными путями, магистральными улицами и дорогами категории I–III следует предусматривать в стальных футлярах. Необходимость устройства футляров на газопроводах при пересечении дорог категории IV–V, а также улиц местного значения определяется эксплуатирующей организацией. При этом следует предусматривать неметаллические футляры, удовлетворяющие условиям прочности и долговечности.

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

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

В межтрубном пространстве футляра допускается 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);
- в соответствии с требованиями СНБ 3.03.01 — при пересечении с железной дорогой общего пользования;
- 3,0 — от крайнего рельса пути промышленного предприятия;
- в соответствии с требованиями СНиП 2.05.09 — 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 до верха футляра от подошвы рельса или верха покрытия автомобильной дороги должна быть, м, не менее:

а) под железными дорогами общего пользования — в соответствии с требованиями СНБ 3.03.01, под трамвайными путями — в соответствии с требованиями СНиП 2.05.09;

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

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

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

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

7.5.5 Высоту прокладки надземных газопроводов в местах пересечения с электрифицированными и неэлектрифицированными железнодорожными путями, с трамвайными путями, автомобильными дорогами, контактной сетью троллейбуса следует принимать в соответствии с требованиями 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 в группу смежных зданий, перед наружными газопотребляющими установками;

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

— для отключения стояков жилых зданий выше пятого этажа;

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

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

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

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

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

Отключающие устройства допускается не предусматривать:

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

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

7.6.2 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. Установка стальной запорной арматуры должна предусматриваться на сварке.

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

Отключающие устройства, предусмотренные к установке на стенах жилых, общественных и производственных зданий, следует защищать от доступа посторонних лиц.

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 (ШРП) 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, допускается устанавливать на стенах этих зданий на выходе газопровода из земли.

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 и корчехода. При этом на закольцованных газопроводах отключающие устройства следует предусматривать на обоих берегах, а на тупиковых одиночных газопроводах — на одном берегу, до перехода (по ходу газа).

7.6.10 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, влагостойких и биостойких материалов. Конструкцию и материал колодцев следует принимать из условия исключения проникания в них грунтовых вод. Наружную поверхность стенок колодцев необходимо предусматривать гладкой, оштукатуренной и покрытой битумными гидроизоляционными материалами.

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

7.7.2 Наземные отключающие устройства диаметром 400 мм и более следует устанавливать на фундаментные плиты, укладываемые на уплотненное основание. Шафы 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.

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

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 ГОСТ 9.602, других ТНПА и требованиями настоящего подраздела.

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 — не более 500 м;

— в местах пересечения газопроводов с подземными газопроводами и другими подземными металлическими инженерными сетями (кроме силовых электрокабелей), рельсовыми путями электрифицированного транспорта (при пересечении более двух рельсовых путей — по обе стороны пересечения);

— при переходе газопроводов через водные преграды 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 определяется в зависимости от коррозионных условий.

Не требуется установка стационарных МЭД 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 установки его на трассе газопровода. При этом следует предусматривать установку контрольно-измерительных пунктов с применением переносного электрода сравнения, а на каждом втором пункте, а также первом и последнем — стационарного электрода сравнения.

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

7.8.4 При электрохимической защите газопроводов следует предусматривать изолирующие фланцевые соединения:

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

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

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

7.8.5 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 от их контактных устройств до резервуаров СУГ следует принимать не менее 5 м.

7.8.8 Протекторы, применяемые для защиты стальных резервуаров СУГ от коррозии, допускается предусматривать в качестве основных заземлителей защиты от прямых ударов молнии. При этом следует руководствоваться требованиями [8].

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, должна предусматриваться дополнительно катодная поляризация.

Требование обеспечения катодной поляризации металлических футляров не распространяется на футляры газопроводов из полиэтиленовых труб.

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

7.9 Газопроводы из полиэтиленовых труб

7.9.1 В настоящем подразделе приведены дополнительные требования по проектированию новых и реконструкции действующих подземных газопроводов из полиэтиленовых труб (далее — газопроводы), а также при реконструкции стальных изношенных подземных газопроводов, выполняемой методом протяжки в них полиэтиленовых труб или другими методами.

7.9.2 Область применения полиэтиленовых труб для прокладки газопроводов (в зависимости от состава и давления газа) следует принимать в соответствии с таблицей 8.

Таблица 8

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

7.9.3 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.

7.9.4 Минимальные расстояния по вертикали в свету между полиэтиленовыми газопроводами и другими подземными инженерными коммуникациями следует принимать как для стальных газопроводов.

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

7.9.6 Гидравлический расчет полиэтиленовых газопроводов следует производить как приведено в приложении Г.

7.10 Безопасность зданий и сооружений

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

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

7.10.3 В газифицированных районах для предотвращения аварийных ситуаций, вызванных проникновением природного газа 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.

7.10.4 Помещения зданий всех назначений (кроме жилых домов и ГРП), в которых устанавливается газоиспользующее оборудование, работающее в автоматическом режиме без постоянного присутствия обслуживающего персонала, следует оснащать системами контроля загазованности с автоматическим отключением подачи газа при загазованности более 10 % от нижнего концентрационного предела воспламеняемости.

7.10.5 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 и в пристройке к зданию — 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 отопительное газоиспользующее оборудование, следует предусматривать установку сигнализаторов загазованности.

7.10.6 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 газозвдушной смеси наибольшая. При наличии на потолке ребер, арок высотой более 300 мм или на полу помещения порогов (для паров СУГ) высотой более 250 мм следует предусматривать установку более одного датчика на вышеуказанной площади. Количество устанавливаемых датчиков можно уменьшить 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 300 мм, а ширина — не менее 500 мм.

В помещениях датчик системы контроля загазованности природным газом следует размещать на стене на расстоянии не более 300 мм от потолка. При разной высоте участков помещения датчик необходимо устанавливать на участке с наибольшей высотой потолка. Для обнаружения паров сжиженных углеводородных газов установку датчика следует предусматривать на стене на высоте не более 250 мм от пола помещения.

7.10.7 Сигналы от системы контроля загазованности 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.

7.10.8 В помещениях котельных с постоянным присутствием персонала следует предусматривать систему контроля концентрации окиси углерода с автоматическим отключением подачи газа.

7.10.9 Датчики системы контроля концентрации окиси углерода устанавливаются из расчета не менее одного датчика на 200 м² площади помещения с учетом их паспортных данных.

Датчики устанавливаются на расстоянии от 0,15 до 0,18 м над уровнем пола или рабочей площадки, где пребывание оператора вероятно и продолжительно во время рабочей смены, и не ближе 2,0 м от мест подачи приточного воздуха и открытых форточек.

7.10.10 Отключающие устройства, перекрывающие подачу газа по сигналу от систем контроля загазованности и контроля концентрации окиси углерода, устанавливаются на вводе газопровода в здание, помещение или группу помещений, контролируемых указанными системами.

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

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

Допускается не предусматривать установку термозапорных клапанов в помещениях, оборудованных системами контроля загазованности с автоматическим отключением подачи газа по 7.10.4, 7.10.5.

7.10.12 Электроснабжение систем контроля загазованности и контроля концентрации окиси углерода должно быть не ниже I категории надежности по [4].

8 Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки

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

Допускается применение других устройств и установок, обеспечивающих заданные параметры газа на выходе, при соответствующем обосновании и согласовании с газоснабжающей организацией.

8.2 Размещение газорегуляторного пункта

8.2.1 ГРП 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–IV степеней огнестойкости с негорючим утеплителем;
- на огражденных площадках под навесом на территории промышленных предприятий, сельскохозяйственных и сезонных потребителей, если при этом обеспечивается нормальная работа технологического оборудования и 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 (включая шкафные, устанавливаемые на опорах) в населенных пунктах следует размещать в зоне зеленых насаждений, внутри жилых кварталов на расстоянии не менее приведенного в таблице 9.

ГРП на территории промышленных предприятий и других предприятий производственного характера следует размещать в соответствии с требованиями ТКП 45-3.01-155. Расстояние от ГРП до зданий, к которым допускается пристраивать или встраивать ГРП, не регламентируется.

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

Таблица 9

Давление газа на вводе в ГРП, МПа	Расстояние в свету от отдельно стоящих ГРП (по горизонтали), м, 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	Не менее 1,5 высоты опоры
<p><i>Примечания</i></p> <p>1 Расстояние следует принимать от наружных стен зданий или шкафа ГРП, а при расположении оборудования на открытой площадке — от края ограждения.</p> <p>2 Требования таблицы распространяются также на узлы учета расхода газа, располагаемые в отдельно стоящих зданиях или в шкафах на отдельно стоящих опорах.</p> <p>3 Расстояние от отдельно стоящего ШРП при давлении газа на вводе до 0,3 МПа до зданий и сооружений не нормируется.</p>				

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

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

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

Производственные здания, в которых предусматривается размещение встроенных ГРП, должны иметь указанные выше степень огнестойкости и категорию помещений. Встроенные ГРП допускается предусматривать с входным давлением газа не более 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–VI степеней огнестойкости;
- 15 — от зданий и сооружений VII–VIII степеней огнестойкости;
- приведенного в таблице 9 — 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 9.

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

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

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

8.2.6 Отдельно стоящие здания ГРП, кроме объемно-блочных ГРП, должны быть одноэтажными I–IV степеней огнестойкости, безподвальными с совмещенной кровлей.

Для отдельно стоящих зданий ГРП допускается 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 45-2.02-92.

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 45-3.02-90 и ТКП 45-2.02-92 для помещений категории А.

Требования к конструкции объемно-блочных ГРП определяются СТБ 1244 и утвержденной в установленном порядке конструкторской документацией.

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. При устройстве в ГРП местного отопления отопительную установку следует размещать в изолированном, имеющем самостоятельный выход помещении, отделенном от технологического, а также от других помещений ГРП глухими газонепроницаемыми противопожарными преградами в соответствии с ТКП 45-2.02-92. 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.

8.2.8 Во всех помещениях ГРП следует предусматривать естественную постоянно действующую вентиляцию, обеспечивающую не менее трехкратного воздухообмена в час, 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 более 0,6 МПа с устройством не более двух линий регулирования.

8.3.2 ГРУ следует размещать в газифицируемых зданиях, как правило, вблизи от ввода 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.

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

Размещение ГРУ под лестничными маршами не допускается.

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

8.4 Оборудование газорегуляторного пункта и газорегуляторной установки

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

ПСК для шкафных ГРП допускается выносить за пределы шкафа.

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

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

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

8.4.2 На обводном газопроводе (байпасае) 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 тупиковых ГРП и ШРП, предназначенных для газоснабжения жилищного фонда, следует предусматривать две нитки редуцирования вместе с байпасом.

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 выше допускается применять регулирующие заслонки.

8.4.4 Установку ПЗК следует предусматривать перед регулятором давления.

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

Перед ПСК следует предусматривать отключающие устройства.

8.4.5 Проверку пропускной способности ПСК следует производить в соответствии с указаниями [3].

Количество газа, подлежащего сбросу ПСК, следует определять:

а) при наличии перед регулятором давления ПЗК — по неравенству

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

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

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

— для регулирующих заслонок с электронными регуляторами

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

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

$$Q' \geq Qn, \quad (6)$$

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

n — количество регуляторов давления газа, шт.;

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

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

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

Допускается не устанавливать регистрирующие приборы давления газа в ГРП, 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 функций измерения текущего давления газа на входе и выходе из ГРП и температуры газа.

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.

Допускается объединять продувочные трубопроводы одинакового давления в общий продувочный трубопровод.

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

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

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

8.4.9 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 [4] и дополнительными указаниями данного раздела.

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 [8].

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

8.4.15 ГРП должны быть оснащены комплексом технических средств для задействования их в сети телемеханизации и АСУТП. Необходимость установки телефонной или радиосвязи определяется техническими условиями, выдаваемыми газоснабжающей организацией.

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

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

8.5 Размещение комбинированных регуляторов

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

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

Входное давление газа в комбинированный регулятор давления не должно превышать:

- для жилых домов и общественных зданий непроизводственного характера — 0,3 МПа при установке на стенах газифицируемых зданий и 0,6 МПа при размещении на отдельно стоящей опоре;
- для промышленных (в том числе котельных) и сельскохозяйственных предприятий — 0,6 МПа при установке на стенах зданий и 1,2 МПа при размещении на отдельно стоящих опорах.

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

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

- 1 м по вертикали и 3 м по горизонтали — при давлении газа на входе в регулятор не более 0,3 МПа;
- 3 м по вертикали и 5 м по горизонтали — при давлении газа на входе в регулятор св. 0,3 МПа.

Установка комбинированных регуляторов давления под балконами не допускается.

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

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

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 данных заводских паспортов и инструкций, определяющих область и условия его применения.

9.2 Прокладка газопроводов

9.2.1 Газопроводы, прокладываемые внутри зданий и сооружений, следует предусматривать из металлических труб, отвечающих требованиям раздела 15.

Допускается применять гибкие газопроводы из нержавеющей стали и медные трубы и фасонные соединительные части к ним из аналогичных материалов, разрешенные к применению в установленном порядке.

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

9.2.2 Соединение трубопроводов между собой следует предусматривать как правило на сварке, твердой капиллярной пайкой или механической опрессовкой. Соединения, полученные таким образом, являются неразъемными.

Разъемные (резьбовые и фланцевые) соединения допускается 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 трубопроводов с рабочим давлением ниже 0,005 МПа);
- скрыто в вентилируемых шахтах или каналах.

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

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

Размещение трубопроводов 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.

Прокладка газопроводов в цементной стяжке пола не допускается.

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

9.2.5 В производственных помещениях промышленных предприятий допускается прокладка изолированных весьма 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 труб.

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

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

9.2.7 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 газопроводов:

- в производственных помещениях, относящихся к категориям А и Б;
- во взрывоопасных зонах помещений любого назначения;
- в подвальных этажах зданий и сооружений (кроме многоквартирных жилых домов);
- в складских зданиях и помещениях категорий А, Б и В;
- в помещениях подстанций и распределительных устройств;
- через вентиляционные камеры, шахты и каналы;
- в шахтах лифтов;
- в помещениях мусоросборников;

— в дымоходах;

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

9.2.9 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, расположенных 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, в бетонном полу или в бороздах стен, не допускается.

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

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

9.2.12 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, обслуживающих более пяти этажей;

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

— перед каждым газовым прибором или установкой.

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

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

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

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

9.2.13 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 допускается 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 и проводного вещания следует принимать в соответствии с [9].

9.2.15 Расстояния между газопроводами и инженерными коммуникациями электроснабжения, расположенными внутри помещений, в местах сближения и пересечения следует принимать в соответствии с [4].

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 диаметр его приниматься из условия, чтобы кольцевой зазор между газопроводом и футляром был не менее 5 мм для газопроводов номинальным диаметром не более 32 мм и не менее 10 мм для газопроводов большего диаметра.

9.2.19 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 допускается предусматривать после отключающего крана гибкими соединениями.

Устанавливаемые гибкие соединения должны быть разрешены к применению в Республике Беларусь.

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.

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

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

9.2.22 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.

9.3 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 (лоджию), также имеющую окно с устройством для организованного притока наружного воздуха. При этом внутренний объем помещений кухонь должен быть, м³, не менее:

- 8 — для газовой плиты с двумя горелками;
- 12 — для газовой плиты с тремя горелками;
- 15 — для газовой плиты с четырьмя горелками.

9.3.2 В существующих жилых домах допускается установка газовых плит:

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

— в помещениях кухонь, не имеющих вентиляционного канала, но отвечающих всем другим требованиям 9.3.1;

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

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

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

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

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

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

Газовые воздухонагреватели допускается применять для отопления 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 СНБ 3.02.04.

Применяемое оборудование должно соответствовать [10]. Система автоматики должна обеспечивать работу отопительного газового оборудования в автоматизированном режиме.

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

Для многоквартирных, а также многоквартирных жилых домов до двух этажей допускается предусматривать газовые отопительные конвекторы и другое 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.

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

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

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

9.3.8 Устройство дымоходов и дымоотводов необходимо осуществлять согласно приложению Д.

9.3.9 При устройстве индивидуального отопления в многоквартирных жилых домах установку отопительного 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 многоквартирных и двухквартирных блокированных жилых домах допускается установка отопительного газового оборудования в кухнях или мини-котельных, расположенных над или под жилыми комнатами данной квартиры.

9.3.10 Установку газовых проточных водонагревателей и газовых отопительных конвекторов следует предусматривать на стенах из негорючих материалов на расстоянии не менее 2 см от стены (в том числе от боковой стены). При отсутствии в помещении стен из негорючих материалов допускается предусматривать установку указанного оборудования на оштукатуренных, а также на облицованных материалами групп горючести не ниже Г2 стенах на расстоянии не менее 3 см от стены.

Поверхность стен из материалов группы горючести ниже Г2 следует изолировать кровельной сталью по листу асбеста толщиной не менее 3 мм. Изоляция должна выступать за габариты корпуса водонагревателя на 10 см.

9.3.11 Установку газовых отопительных котлов, отопительных аппаратов напольной установки и емкостных газовых водонагревателей следует предусматривать у стен из негорючих материалов на расстоянии не менее 10 см от стены. При отсутствии в помещении стен из негорючих материалов допускается установка вышеперечисленного отопительного газового оборудования у стен, защищенных в соответствии с требованиями 9.3.10, на расстоянии не менее 10 см от стены.

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

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 м^3 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 м^3 .

При установке газовой плиты, проточного водонагревателя с открытой камерой сгорания и двух единиц отопительного газового оборудования объем помещения должен быть не менее 27 м^3 .

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

9.3.14 Кухни должны иметь вытяжной вентиляционный канал.

Объем удаляемого воздуха из кухонь следует принимать согласно СНБ 3.02.04 без учета воздуха, забираемого в топку отопительного газового оборудования.

Для подачи воздуха на горение, а также для 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.

В кухнях в нижней части двери или стены, выходящей в смежное помещение, следует предусматривать отверстия с решеткой или зазор между дверью и полом живым сечением не менее $0,02 \text{ м}^2$.

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

9.3.16 При проектировании квартирных систем отопления с использованием отопительного газового оборудования кроме требований настоящего технического кодекса необходимо соблюдать требования СНБ 3.02.04.

Установка приборов поквартирного отопления в ванных комнатах и санузлах не допускается.

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 Допускается применение отопительного газового оборудования 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 соответствовать [10] и 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 дымоходе;
- 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 по ГОСТ 27570.0 и ГОСТ 30345.0.

9.4 Газоснабжение общественных, административных и бытовых зданий

9.4.1 Газоиспользующее оборудование, которое допускается устанавливать согласно ТНПА на общественные здания, следует предусматривать с отводом продуктов сгорания.

Допускается предусматривать установку в этих зданиях не более двух бытовых газовых плит (без дымоходов), а также лабораторных горелок.

Размещение мини-котельных следует предусматривать в соответствии со СНиП II-35.

Устройство дымоходов и дымоотводов необходимо осуществлять согласно приложению Д.

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

Установка баллонов СУГ в вышеуказанных помещениях не допускается.

9.4.3 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 однократного.

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

9.4.5 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.

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

9.5 Газоснабжение производственных установок и котлов

9.5.1 При проектировании газового оборудования котельных или при переводе на газовое топливо существующих котельных, кроме требований настоящего технического кодекса, следует руководствоваться требованиями СНиП II-35, [11] и [12].

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

Не допускается размещение газовых приборов 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 15.

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

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

Перед горелками, в которые подается готовая 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 [11].

Для паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа и водогрейных котлов с температурой нагрева воды не выше 388 К взрывные клапаны следует предусматривать в соответствии с [12].

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

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

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

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

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

9.5.7 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 в соответствии с требованиями СНиП II-35.

9.5.10 Газифицируемые производственные агрегаты должны быть оборудованы КИП для измерений:

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

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

— разрежения в топке и, при необходимости, в дымоходе до шибера.

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

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

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

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

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

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

9.5.14 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 допускается применение трубок из цветных металлов.

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

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

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 – 9.3.25.

Помещение мини-котельной должно удовлетворять требованиям СНиП II-35.

При устройстве дымоходов необходимо руководствоваться требованиями согласно приложению Д.

9.6 Горелки инфракрасного излучения

9.6.1 ГИИ должны соответствовать [10] и требованиям, предусмотренным разделом 15.

ГИИ допускается применять как в стационарных, так и передвижных установках.

9.6.2 ГИИ допускается 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 категорий Г1, Г2 и Д; сельскохозяйственных зданий классов 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 категорий 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, Ф5.2 категорий А и Б, а «светлые» ГИИ — в помещениях классов Ф5.1, Ф5.2 категорий А, Б и В1, 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 от ГИИ до конструкций помещения из горючих материалов (потолка, оконных и дверных коробок и т. п.) должно быть, м, не менее:

0,50	—	при температуре излучающей поверхности до 900 °С;
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 согласно требованиям СНБ 4.02.01.

9.7 Мини-котельные

При проектировании мини-котельных следует руководствоваться требованиями СНиП II-35.

9.8 Воздухонагреватели

9.8.1 Воздухонагреватели должны быть оснащены автоматическими устройствами регулирования и безопасности согласно требованиям ГОСТ 31284, [10] и 15.6.22 настоящего технического кодекса.

9.8.2 Категория надежности электропитания оборудования воздухонагревателей должна приниматься при проектировании из условия надежности отпуска тепла потребителям согласно СНиП II-35.

9.8.3 В помещениях с воздухонагревателями должны быть установлены сигнализаторы загазованности, а также тепловые пожарные извещатели системы пожарной сигнализации.

При появлении загазованности более 10 % от нижнего концентрационного предела воспламеняемости или при срабатывании пожарных извещателей должно быть обеспечено автоматическое прекращение подачи газа к воздухонагревателям и передача сигнала на диспетчерский пункт в соответствии с 7.10.8.

Системы воздухопроводов, а также транзитные участки воздухопроводов следует проектировать согласно требованиям СНБ 4.02.01.

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.

Примечание — Установку воздухонагревателей в жилых домах следует предусматривать в соответствии с разделом 9.3.

9.8.4 Рекуперативные воздухонагреватели

9.8.4.1 Рекуперативные воздухонагреватели с закрытой камерой сгорания допускается предусматривать в системах воздушного отопления помещений залов, указанных в СНБ 4.02.01 (таблица Л.1, поз. 5, 7, 9, 10), а также помещений класса Ф5.1 категорий В1 – В4, Г1, Г2 и Д. Установка газовых воздухонагревателей в подвальных помещениях не допускается.

9.8.4.2 Рекуперативные воздухонагреватели следует устанавливать, как правило, снаружи зданий на кровле.

Допускается установка газовых воздухонагревателей внутри обслуживаемого помещения за исключением помещений с массовым пребыванием людей (СТБ 11.0.03) 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 30 мин и класс пожарной опасности К0.

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 с выполнением требований СНБ 2.02.02;

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 45-2.02-92;

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 8 м по вертикали;

г) не допускается размещение рекуперативных воздухонагревателей, относящихся к взрывопожароопасным категориям Ан, Бн и Вн согласно [5], 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.

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 [4].

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 следует проектировать согласно требованиям СНБ 4.02.01.

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 при:

- 1) отключении электроэнергии;
- 2) 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 при:

- 1) прекращении подачи газа;
- 2) отклонении давления газа от пределов оптимального диапазона устойчивой работы газовой горелки, установленных изготовителем;
- 3) отсутствии тяги;
- 4) погасании пламени;
- 5) остановке вентилятора;
- 6) неисправности запального устройства;
- 7) понижении давления воздуха, идущего на горение газа, перед горелками с принудительной подачей воздуха ниже допустимого значения;
- 8) 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 допускается предусматривать в системах воздушного отопления производственных помещений:

- указанных в СНБ 4.02.01 (таблица Л.1, поз. 11, перечисление в));
- производственных помещений категории В4 без выделения пыли и аэрозолей;
- в помещениях содержания животных и птицы категории В2 и ниже.

Установка газовых воздухонагревателей в подвальных помещениях не допускается.

Смесительные воздухонагреватели должны соответствовать требованиям ГОСТ 31284 и [10].

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 (кровельной сталью по асбесту, асбестоцементным листом и т. п.).

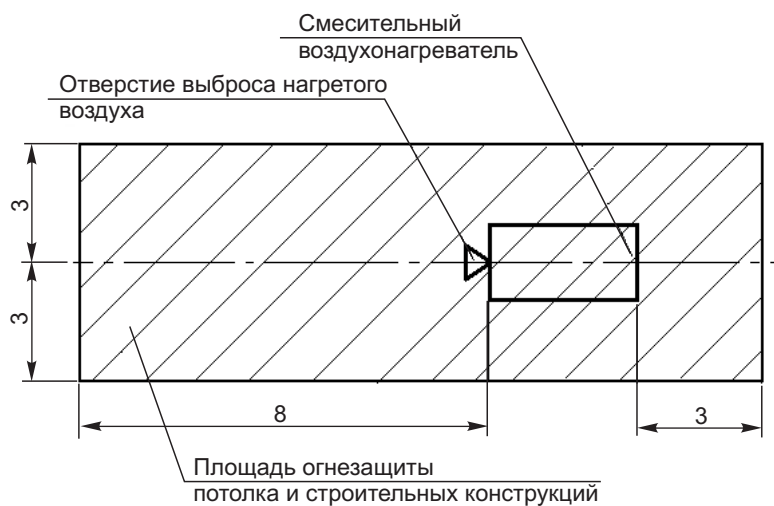
Открытая транзитная электропроводка (освещение, система сигнализации и т. д.) должна находиться на расстоянии не менее 1 м от газовых воздухонагревателей.

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 класса 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 огнезащитной, подгруппы Ia по ГОСТ 30219. Площадь огнезащиты потолка и строительных конструкций должна быть не менее указанной на рисунке 1.



Размеры в метрах

Рисунок 1

9.8.5.7 Строительные конструкции класса 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, — 1,5 м).

10 Объекты газораспределительной системы и газопотребления тепловых электростанций

10.1 Общие указания

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

10.1.2 При проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления электростанций, кроме требований настоящего технического кодекса, следует руководствоваться требованиями [2] и других ТНПА, утвержденных в установленном порядке.

10.1.3 При проектировании внеплощадочных газопроводов давлением св. 1,2 МПа следует руководствоваться СНиП 2.05.06.

10.2 Наружные газопроводы и устройства

10.2.1 Внеплощадочные газопроводы электростанций следует прокладывать, как правило, подземно.

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

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

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

10.3 Газорегуляторные пункты

10.3.1 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 800 МВт и более допускается совмещение узлов редуцирования давления и расхода газа в блочном ГРП, т. е. не предусматривать регулятор расхода на подводе газа к котлу.

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

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

В качестве регулирующего устройства в ГРП допускается применять регулирующие заслонки.

10.3.4 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.

Допускается 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.

10.3.5 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.

10.3.6 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 6 м по вертикали. Если расстояние от сбросных газопроводов ПСК по горизонтали до светоаэрационного фонаря самого высокого соседнего здания меньше 20 м, сбросные газопроводы должны быть выведены на 2 м выше фонаря этого здания.

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

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

10.3.8 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.

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

10.3.10 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 блочного щита управления энергоблока с сохранением при необходимости управления с местного щита ГРП.

10.4 Внутреннее газовое оборудование

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

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

10.4.3 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.

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

10.4.5 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.

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

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

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

10.5 Трубопроводы и контрольно-измерительные приборы

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

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

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

10.5.3 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.

10.5.4 Объем измерений, сигнализации и автоматического регулирования в системах газоснабжения тепловых электростанций допускается предусматривать по приложению Ж.

11 Учет расхода газа

11.1 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.

11.2 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 при наличии соответствующего требования в технических условиях на газификацию.

11.3 Учет расхода газа должен предусматриваться по всем потребителям независимо от объемов газопотребления и ведомственной принадлежности с помощью стационарных средств измерения и измерительных систем, разрешенных к применению в установленном порядке.

11.4 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.

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

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

По бытовым потребителям газа погрешность средств измерений не должна превышать 3 %.

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

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

11.8 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.

11.9 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 противопожарной стеной 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, 11.11, 11.12;
- вне помещений в закрывающемся шкафу (ящике), изготовленном из негорючих материалов;
- в отдельно стоящем здании — пункте учета (измерения) расхода газа.

Бытовые приборы учета расхода газа допускается также устанавливать в оборудованных вытяжной вентиляцией жилых помещениях, температура воздуха в которых 5 °С и выше, примыкающих к кухням: в коридорах, передних и т. д.

11.10 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.

Преимущественно следует устанавливать бытовые приборы учета расхода газа, имеющие возможность их применения в системах дистанционного сбора информации о количестве потребленного газа.

11.11 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.

11.12 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.

Допускается 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.

11.13 Пункты учета расхода газа следует предусматривать на границах между предприятиями газового хозяйства и устанавливать на обводе газопровода. На газопроводе следует устанавливать одно отключающее устройство, а на обводе — два.

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

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

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

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

Помещение топочной должно быть отделено от помещения датчиков и других помещений пункта учета расхода газа глухими газонепроницаемыми противопожарными стенами 1 типа.

11.14 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).

11.15 На одном газопроводе допускается 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.

11.16 В узлах учета газа с измерительной диафрагмой следует предусматривать обводной газопровод (байпас).

11.17 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 изготовителя.

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

12.1 Общие указания

12.1.1 Настоящий раздел устанавливает требования к проектированию ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС, предназначенных для снабжения сжиженными углеводородными газами потребителей, использующих эти газы в качестве топлива.

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

12.1.3 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.

12.1.4 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.

12.2 Газонаполнительные станции сжиженных газов

12.2.1 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 настоящем техническом кодексе.

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

12.2.3 Выбор площадки для строительства ГНС необходимо предусматривать с учетом приведенных в 12.4.1 расстояний до окружающих ГНС зданий и сооружений, а также наличия в районе строительства железных и автомобильных дорог.

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

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

12.3 Основные здания и сооружения газонаполнительной станции

12.3.1 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 вентиляей, 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.

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

- воздушную компрессорную;
- автовесы.

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

В каждом здании производственной зоны следует предусматривать санузел и гардеробные.

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

В производственной зоне допускается предусматривать железнодорожные весы.

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

12.3.2 Допускается предусматривать размещение газовой службы с примыканием к территории ГНС со стороны вспомогательной зоны.

12.4 Размещение зданий и сооружений газонаполнительной станции

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

12.4.2 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 10.

Таблица 10

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.

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

12.4.4 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.

Таблица 11

Дороги, находящиеся вне территории ГНС	Расстояние от резервуаров до дорог при общей вместимости резервуаров на ГНС, м			
	До 200 м ³ включ.		Св. 200 м ³	
	От надземных	От подземных	От надземных	От подземных
Железные дороги общей сети (до подошвы насыпи или бровки выемки со стороны резервуаров)	75	50	100	75
Подъездные пути железных до- рог промышленных предприятий, трамвайные пути (до оси пути) и автомобильные дороги (до края проезжей части)	30	20	40	25

12.4.5 Расстояние от железнодорожной сливной эстакады ГНС следует принимать не менее:

— до зданий и сооружений, не относящихся к ГНС, — значений, приведенных в таблицах 10 и 11 как до надземных резервуаров с общей вместимостью, равной вместимости железнодорожных цистерн, которые могут одновременно находиться под сливом на территории ГНС;

— до зданий и сооружений на территории ГНС — значений, приведенных в таблице 14;

— до надземных резервуаров базы хранения ГНС — 20 м.

12.4.6 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 10.

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

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

Таблица 12

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

12.4.8 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 12.

Таблица 13

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

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

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

Таблица 14

Здания и сооружения ГНС	Расстояния между зданиями и сооружениями ГНС, м (порядковые номера зданий и сооружений приведены в гр. 1)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1 Надземные резервуары базы хранения и железнодорожная сливная эстакада	—	10	15	30	40	15	30	10	10	40
2 Подземные резервуары базы хранения	10	—	10	20	30	10	20	10	5	40
3 Помещения категории А и погрузочно-разгрузочные площадки для баллонов	15	10	—	15	40	15	30	5	10	40
4 Колонки для налива СУГ в автоцистерны и заправочные колонки	30	20	15	—	30	15	15	10	10	15
5 Котельная, ремонтная мастерская, здание для технического обслуживания автомобилей, складские здания	40	30	40	30	—	По таблице 22	*	*	*	**
6 Прирельсовый склад баллонов	15	10	15	15	По таблице 22	—	По таблице 22	5	*	40
7 Вспомогательные здания без применения от открытого огня	30	20	30	15	*	По таблице 22	—	*	*	**

Окончание таблицы 14

Здания и сооружения ГНС	Расстояния между зданиями и сооружениями ГНС, м (порядковые номера зданий и сооружений приведены в гр. 1)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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 ТКП 45-2.02-138.										
<i>Примечание</i> — Расстояния от зданий и сооружений, размещаемых на территории ГНС, до зданий подстанций и помещений электrorаспределительных устройств следует принимать в соответствии с требованиями [4] (раздел 7), а до электrorаспределительных устройств, размещенных непосредственно в производственных невзрывоопасных помещениях, — по таблице 14.										

12.5 Планировка территории, дороги, требования к зданиям и сооружениям

12.5.1 Территория ГНС должна быть ограждена проветриваемой оградой из негорючих материалов.

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

12.5.3 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.

12.5.4 Планировку площадок ГНС и проектирование подъездных и внутривозрадных дорог следует выполнять в соответствии с требованиями ТКП 45-3.03-19, ТКП 45-3.01-155, ТКП 45-3.03-227, СНБ 3.03.01, СНиП 2.05.07 и требований настоящего технического кодекса.

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

12.5.6 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.

12.5.7 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.

12.5.8 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.

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

12.5.10 Транспортные сооружения на внутривъездных дорогах ГНС следует предусматривать из негорючих материалов.

12.5.11 При проектировании зданий и сооружений ГНС, кроме требований настоящего раздела, следует выполнять требования, предусмотренные ТКП 45-3.02-90, ТКП 45-2.02-92, ТКП 45-2.02-242, СНиП 2.09.03.

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

12.5.13 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 или в здании наполнительного цеха, или в отдельном здании.

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

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

12.5.15 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 проекте.

12.5.16 Производственные здания, установки и сооружения ГНС в отношении опасности при применении электрооборудования следует относить к классу:

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

B-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 B-Iг для открытых пространств следует определять в соответствии с [4].

12.5.17 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.

12.5.18 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.

12.6 Сливные устройства

12.6.1 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.

12.6.2 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.

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

12.6.3 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.

12.7 Резервуары для сжиженного углеводородного газа

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

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

12.7.2 Вместимость базы хранения следует определять в зависимости от суточной производительности ГНС, степени заполнения резервуаров и количества резервируемого для хранения СУГ на газонаполнительной станции. Количество резервируемого для хранения СУГ следует определять в зависимости от расчетного времени работы ГНС без поступления t , сут, определяемого по формуле

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

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

V — нормативная суточная скорость доставки грузов повагонной отправкой, км/сут; допускается 330 км/сут;

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

t_2 — время, на которое следует предусматривать эксплуатационный запас сжиженных газов на ГНС; принимается в зависимости от местных условий от 3 до 5 сут.

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

12.7.3 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 допускается сокращать время t до 2 сут.

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

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

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

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

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

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

12.7.5 Резервуары следует устанавливать с уклоном от 2 % до 3 % в сторону сливного патрубка.

12.7.6 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 12.6.1.

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.

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

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

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

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

Таблица 15

Общая вместимость резервуаров ГНС, м ³	Общая вместимость резервуаров в группе, м ³
До 2000	1000
Св. 2000 “ 8000	2000

Таблица 16

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

12.7.9 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.

12.7.10 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.

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

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

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

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

12.7.13 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.

12.7.14 Резервуары следует защищать от коррозии:

— 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.

12.8 Технологическое оборудование газонаполнительной станции

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

Допускается использовать энергию сжатого природного газа для слива и налива СУГ. Допустимое абсолютное давление $P_{\text{доп}}$, МПа, в опорожняемом резервуаре при поддавливании природным газом определяется из графика (рисунок 2) 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.

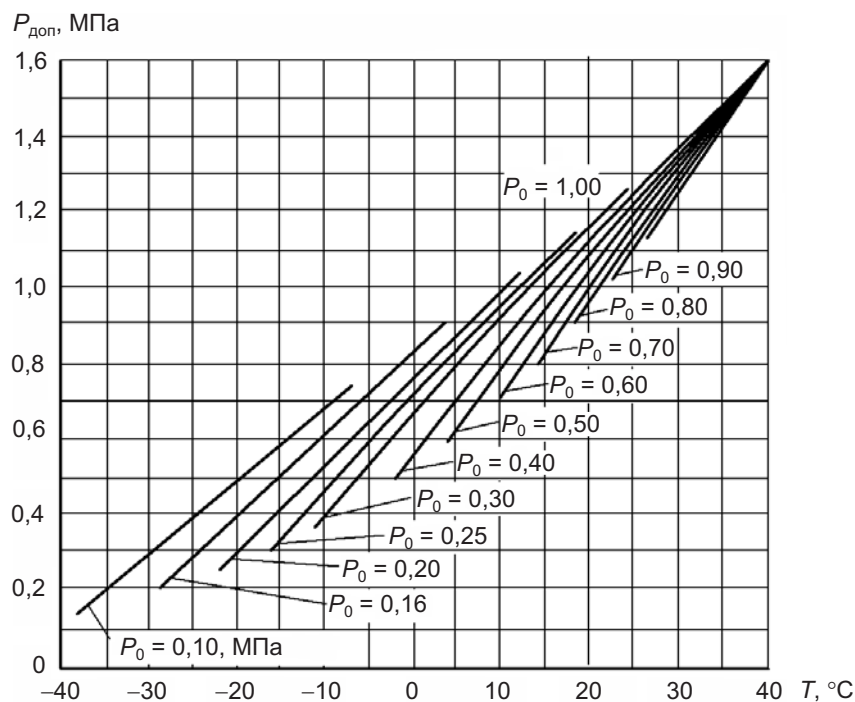


Рисунок 2

12.8.2 Допускается при сливе СУГ с применением сжатого природного газа поддерживать абсолютное давление P , МПа, в опорожняемом резервуаре выше величины $P_{\text{доп}}$, определенной из графика (см. рисунок 2), 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

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

где z_1 — параметр, определяемый из графика (рисунок 3) по известным P , $P_{\text{доп}}$, P_0 ;

S — площадь максимального горизонтального сечения опорожняемого резервуара, м²;

t — время, часы, в течение которого давление P в опорожняемой емкости поддерживалось выше величины $P_{\text{доп}}$.

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 меньше, 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 допускается полный слив СУГ.

12.8.3 Компрессоры и насосы следует размещать в отапливаемых помещениях. При применении насосов и компрессоров, обеспечивающих работоспособность при отрицательных температурах (согласно технической документации), допускается 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.

12.8.4 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 допускается объединять 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.

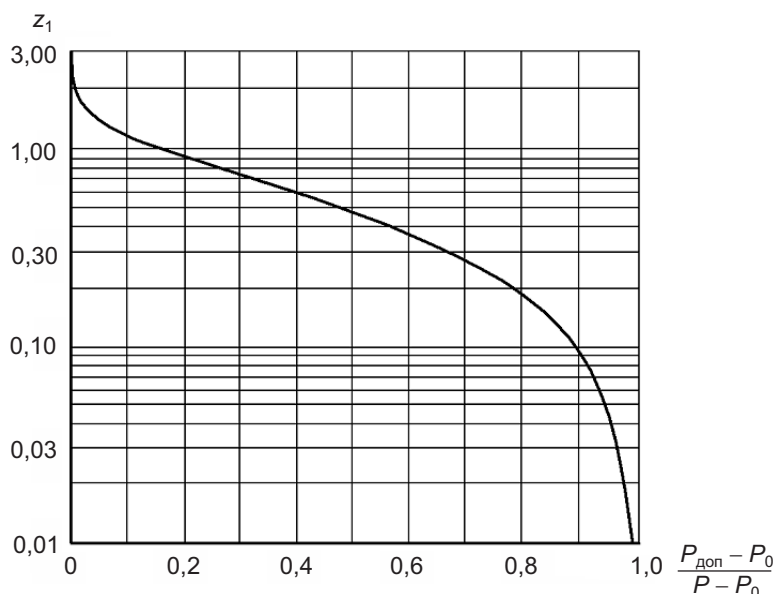


Рисунок 3

12.8.5 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 12.10.18 и 12.10.19;
- повышения давления на нагнетательных линиях насоса и компрессора св. 1,6 МПа;
- достижения максимального уровня в заполняемом резервуаре (для агрегатов, предусматриваемых для заполнения резервуаров).

12.8.6 Испарители (теплообменники) следует оборудовать автоматикой, обеспечивающей отключение испарителя в случаях, указанных в 13.3.6, а также при максимальном уровне газа в заполняемом резервуаре в случае заполнения резервуаров с помощью испарителей (теплообменников).

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

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

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

12.8.9 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 допускается предусматривать установки для подогрева газа.

12.8.10 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.

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

12.8.12 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.

12.8.13 Для контроля степени заполнения автоцистерн следует предусматривать автовесы.

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

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

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

12.8.16 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.

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

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

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

12.9 Газопроводы, арматура и контрольно-измерительные приборы

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

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

12.9.2 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. Допускается применять резиновые и резинотканевые рукава, материал которых должен обеспечивать стойкость рукавов к транспортируемому газу при заданных давлении и температуре.

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

Допускается прокладка газопроводов по наружным стенам (кроме стен из панелей с металлическими обшивками и полимерным утеплителем) основных производственных зданий ГНС на расстоянии 0,5 м выше или ниже оконных 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.

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

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

12.9.6 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.

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

12.9.8 Для подземных и надземных резервуаров СУГ следует предусматривать КИП и предохранительную арматуру в соответствии с [3].

12.9.9 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.

12.9.10 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. Допускается присоединение нескольких предохранительных клапанов к одному продувочному трубопроводу.

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

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

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

12.10 Водоснабжение, канализация, отопление и вентиляция

12.10.1 При проектировании водоснабжения, канализации, отопления и вентиляции ГНС следует выполнять требования ТКП 45-4.01-32, ТКП 45-2.02-138, ТКП 45-4.02-182, СНБ 4.02.01, СНиП 2.04.01, СНиП 2.04.03, СНиП 2.01.02 и настоящего раздела.

12.10.2 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.

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

Таблица 17

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

12.10.4 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.

12.10.5 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 17. При определении общего расхода воды на наружное пожаротушение и орошение резервуаров следует учитывать расход воды из гидрантов в количестве 25 % расхода, указанного в таблице 17.

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

12.10.7 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-Iг, следует предусматривать по две крышки; пространство между крышками должно быть засыпано песком слоем не менее 0,15 м. Допускается устройство колодца с одной крышкой с уплотнением ее материалами, исключающими проникновение газа в колодец.

12.10.8 На ГНС необходимо предусматривать производственную и бытовую канализацию.

12.10.9 При проектировании канализации ГНС следует при возможности предусматривать совместное отведение бытовых и производственных сточных вод и повторное использование незагрязненных производственных стоков, а также загрязненных производственных стоков после их локальной очистки.

12.10.10 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.

12.10.11 Отвод поверхностных вод, а также воды после гидравлического испытания резервуаров с обвалованной территории базы хранения следует предусматривать за счет планировки территории базы хранения с выпуском воды через дождеприемник с гидрозатвором.

12.10.12 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-Iг, необходимо предусматривать с двумя крышками, пространство между крышками должно быть засыпано песком на высоту не менее 0,15 м или уплотнено другим материалом, исключающим проникновение газа в колодцы в случае его утечки.

12.10.13 Трубопроводы тепловых сетей на территории ГНС следует предусматривать, как правило, надземными. Подземная прокладка допускается на отдельных участках при невозможности осуществить надземную прокладку.

12.10.14 Прокладку трубопроводов системы отопления внутри производственных помещений категории А следует предусматривать открытой. Допускается прокладка трубопроводов в штрабе.

12.10.15 Для закрытых помещений категории А необходимо предусматривать системы искусственной приточно-вытяжной вентиляции. Для обеспечения расчетного воздухообмена в верхних зонах помещений допускается устройство естественной вентиляции с установкой дефлекторов. В нерабочее время допускается предусматривать в этих помещениях естественную или смешанную вентиляцию.

12.10.16 Кратность воздухообмена в помещениях насосно-компрессорного, испарительного, наполнительного отделений, отделениях дегазации и окраски баллонов необходимо предусматривать в размере не менее десяти обменов в час в рабочее время и трех обменов в час в нерабочее время.

12.10.17 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.

12.10.18 Аварийную вентиляцию следует предусматривать в соответствии с требованиями СНБ 4.02.01. 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.

12.10.19 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.

12.10.20 В неотопляемых производственных помещениях ГНС, в которых обслуживающий персонал находится менее 2 ч, допускается предусматривать естественную вентиляцию через жалюзийные решетки, размещаемые в нижней части наружных стен.

12.10.21 Удаление воздуха от оборудования, в конструкции которого имеются местные отсосы, следует предусматривать отдельными вентиляционными системами.

12.11 Газонаполнительные пункты

12.11.1 ГНП предназначаются для приема СУГ, поступающих преимущественно автомобильным транспортом, хранения, розлива и отпуска СУГ потребителям в баллонах.

12.11.2 Здания, сооружения и устройства ГНП следует проектировать в соответствии с требованиями, предъявляемыми к аналогичным объектам и устройствам ГНС, с учетом дополнительных требований настоящего подраздела.

12.11.3 Вместимость базы хранения на ГНП следует определять в соответствии с требованиями 12.7.2 и 12.7.3. При этом запас газа следует принимать из условия обеспечения не менее 2-суточной производительности ГНП.

12.11.4 ГНП следует располагать, как правило, в пределах территории населенных пунктов с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилой застройке.

12.11.5 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.

12.11.6 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) внутривоздушные 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.

Допускается предусматривать размещение газовой службы с примыканием к территории ГНП.

12.11.7 Минимальные расстояния от резервуаров для хранения СУГ, размещаемых на ГНП, до зданий и сооружений, не относящихся к ГНП, следует принимать по таблице 18, до дорог — по таблице 19.

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

Таблица 18

Общая вместимость резервуаров, м ³	Максимальная вместимость одного резервуара, м ³	Расстояние от резервуаров до зданий (жилых, производственных, общественных и др.), не относящихся к ГНП, м	
		Надземных	Подземных
От 50 до 100 включ.	25	80	40
	50	100	50
Св. 100 до 200 включ.	50	150	75

Таблица 19

Дороги, находящиеся вне территории ГНП	Расстояние от резервуаров сжиженных газов при общей вместимости резервуаров на ГНП, м			
	До 100 м ³ включ.		Св. 100 м ³	
	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

12.11.8 Минимальные расстояния между зданиями и сооружениями, размещаемыми на территории ГНП, следует принимать по таблице 14 как для ГНС. При размещении на ГНП резервуаров для хранения сжиженного газа общей вместимостью менее 50 м³ указанное расстояние следует принимать по таблице 20 как для ПСБ.

Расстояния до зданий подстанций следует принимать в соответствии с примечанием к таблице 14.

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

Таблица 20

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
Здания и сооружения на территории ПСБ	20	25	30	—
Жилые здания	—	—	—	50
Общественные здания непроизводственного характера	—	—	—	100
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

12.12 Промежуточные склады баллонов

12.12.1 ПСБ предназначены для приема, хранения и отпуска потребителям баллонов, наполненных сжиженными газами на ГНС и ГНП.

12.12.2 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.

Допускается хранение баллонов в шкафах из негорючих материалов. Минимальные расстояния от шкафов до зданий и сооружений следует принимать по таблицам 26 и 27. Количество баллонов в шкафах определяется заданием на проектирование.

12.12.3 Здания для складирования баллонов должны соответствовать требованиям [3].

12.12.4 ПСБ следует располагать в пределах территории населенных пунктов, как правило, с подветренной стороны для ветров преобладающего направления по отношению к жилой застройке, вблизи автомобильных дорог.

12.12.5 Расстояние от склада и погрузочно-разгрузочных площадок ПСБ до зданий и сооружений различного назначения следует принимать не менее значений, указанных в таблице 20, при этом приведенное в поз. 2 расстояние от ПСБ до одноэтажных зданий садоводческих и дачных поселков допускается уменьшать не более чем в 2 раза при условии размещения на ПСБ не более 150 баллонов. Размещение складов с баллонами для сжиженных газов на территории промышленных предприятий следует предусматривать в соответствии с указаниями ТКП 45-3.01-155.

12.13 Автомобильные газозаправочные станции сжиженных газов

12.13.1 АГЗС следует проектировать с соблюдением требований, предъявляемых к размещению ГНП, без учета требований 12.11.4.

12.13.2 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.

12.13.3 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 12.6.2. Оборудование заправочных колонок, предназначенных для заправки газобаллонных автомобилей, следует предусматривать согласно требованиям 12.8.12.

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.

12.13.4 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.

12.13.5 Отвод воды после охлаждения компрессора следует предусматривать в бытовую канализацию через гидрозатвор, конструкция которого должна исключать возможность попадания сжиженных газов в канализацию.

12.14 Электроснабжение, электрооборудование, молниезащита и связь

12.14.1 При проектировании электроснабжения и электрооборудования зданий и сооружений ГНС, ГНП, ПСБ и АГЗС следует руководствоваться требованиями [4] и настоящего подраздела.

12.14.2 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 12.5.16.

12.14.3 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. При невозможности питания пожарных насосов от двух независимых источников электроснабжения допускается предусматривать их подключение в соответствии с требованиями СНиП 2.04.01 или предусматривать установку резервного насоса с дизельным приводом.

12.14.4 В помещениях насосно-компрессорного, наполнительного и испарительного отделений кроме рабочего освещения следует предусматривать дополнительное аварийное освещение.

12.14.5 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 требованиями СНБ 4.02.01.

12.14.6 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).

12.14.7 Прокладка воздушных линий электропередачи над территорией базы хранения ГНС, ГНП и АГЗС не допускается.

Прокладка подземных кабельных линий на территории базы хранения ГНС и ГНП допускается к КИП, приборам автоматики и арматуре с электроприводом, предназначенным для эксплуатации ГНС и ГНП.

КИП и электрооборудование, размещаемые на территории базы хранения, должны быть во взрывозащищенном исполнении.

12.14.8 Для зданий, сооружений, наружных технологических установок и коммуникаций в зависимости от класса взрывоопасных зон следует предусматривать молниезащиту в соответствии с требованиями [8].

12.14.9 Для ГНС, ГНП и АГЗС следует предусматривать внешнюю телефонную связь и диспетчерское оповещение через громкоговоритель на территории.

Для зданий ГНС допускается предусматривать внутреннюю связь.

Для ПСБ следует предусматривать возможность выхода во внешнюю телефонную сеть.

13 Газоснабжение сжиженными газами от резервуарных и баллонных установок

13.1 Общие требования

13.1.1 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.

13.1.2 При проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления СУГ для районов с особыми природными условиями следует дополнительно учитывать требования, предусмотренные разделами 14 и 15.

13.1.3 Прокладку газопроводов внутри помещений, размещение газовых приборов и проектирование газоснабжения производственных установок следует осуществлять в соответствии с требованиями раздела 9.

13.2 Резервуарные установки

13.2.1 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 допускается предусматривать общее на группу резервуаров.

При двухступенчатом регулировании давления газа ПЗК следует устанавливать перед регулятором давления I ступени с подключением импульсной трубки за регулятором давления II ступени.

13.2.2 Число резервуаров в установке необходимо определять расчетом и принимать не менее двух.

Для газоснабжения многоквартирного жилого дома допускается установка одного резервуара.

Допускается предусматривать съемные резервуары, наполняемые газом на ГНС или ГНП.

13.2.3 КИП, регулирующая, предохранительная и запорная арматура резервуарных установок должны соответствовать требованиям раздела 15.

13.2.4 Арматуру и приборы резервуарных установок следует защищать кожухами от атмосферных осадков и повреждений.

13.2.5 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. Допускается предусматривать теневой навес для надземных резервуаров.

13.2.6 Производительность резервуаров при естественном испарении следует определять:

— при подземном расположении — по номограмме (рисунок 4);

— 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 21

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

Пример

Дано: давление газа — 0,04 МПа; содержание пропана C_3H_8 — 60 %; температура грунта — 270 К; теплопроводность грунта — 2,33 Вт/(м·К); заполнение 35 %.

Находим: производительность резервуара — 2 м³/ч по линии А-Б-В-Г-Д-Е-Ж.

13.2.7 Расчетный часовой расход сжиженных газов Q_d^h , кг/ч, при газоснабжении жилых зданий следует определять по формуле

$$Q_d^h = \frac{nK_d^v Q_y}{Q_i^e \cdot 365} \cdot K_h^v, \quad (9)$$

где n — число жителей, пользующихся газом, чел.; при отсутствии данных n принимается по числу газифицируемых квартир и коэффициенту семейности для газифицируемого района;

K_d^v — коэффициент суточной неравномерности потребления газа в течение года ($K_d^v = 1,4$ — 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.

13.2.8 Максимальную общую вместимость резервуаров в установке в зависимости от категории потребителей следует принимать по таблице 22, максимальную вместимость одного резервуара — по таблице 23.

Таблица 22

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 23

Общая вместимость резервуарной установки, м ³	Максимальная вместимость одного резервуара, м ³	
	Надземного	Подземного
При стационарных резервуарах: до 20 включ.	5	5
св. 20 “ 50 “	—	10
“ 50 “ 100 “	—	25
“ 100 “ 300 “	—	50
При съемных резервуарах до 5	1,6	—

13.2.9 Расстояния от резервуарных установок, считая от крайнего резервуара, до зданий и сооружений различного назначения следует принимать не менее указанных в таблице 24; до подземных сооружений — не менее указанных в таблице 27, как для групповых балонных установок; до линий электропередачи — по [4].

Расстояние от резервуарных установок, предназначенных для газоснабжения жилых и общественных зданий, до трансформаторных подстанций и распределительных устройств следует принимать по таблице 24 (поз. 1 и 2), но не менее 15 м от подземных резервуаров и 20 м — от надземных.

Таблица 24

Здания и сооружения	Расстояние от резервуаров, м								
	наземных				подземных				
	при общей вместимости резервуаров в резервуарной установке, м ³								
	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, сельско- хозяйственных предприя- тий и предприятий бытового обслуживания производ- ственного 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>									

13.2.10 Для резервуарных установок следует принимать стальные сварные резервуары цилиндрической формы, располагаемые горизонтально. Установку подземных резервуаров следует выполнять в соответствии с требованиями раздела 12.

Резервуары, предназначенные для подземной установки, надземно устанавливаться не разрешается.

13.2.11 Защиту подземных резервуаров от коррозии следует предусматривать в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602 и раздела 7. Надземные резервуары необходимо окрашивать в светлый цвет.

13.2.12 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 не более 5 м³ — выше диаметральной горизонтальной плоскости резервуара;

— для резервуаров вместимостью более 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.

13.2.13 На подземном газопроводе жидкой фазы, объединяющем подземные резервуары, следует предусматривать контрольную трубку, выведенную над поверхностью земли на высоту не менее 1 м. При этом должна исключаться возможность попадания в трубку атмосферных осадков.

13.2.14 На газопроводе паровой фазы, объединяющем резервуары, следует предусматривать установку отключающего устройства между группами резервуаров на высоте не менее 0,5 м от земли.

13.2.15 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.

13.2.16 Пропускную способность ПСК следует определять расчетом в соответствии с [3].

13.3 Испарительные и смесительные установки

13.3.1 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.

13.3.2 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.

13.3.3 При проектировании газоснабжения жилых районов от резервуарных установок, оснащенных испарительными и смесительными установками, предпочтение следует отдавать укрупненным системам с централизованными испарительными и смесительными установками.

При этом число квартир, которое целесообразно снабжать от одной резервуарной установки, допускается принимать при подаче паровой фазы СУГ, как приведено в приложении К, при подаче газовой смеси — как приведено в приложении Л.

13.3.4 Проточные и емкостные испарительные установки допускается предусматривать с подземными и надземными резервуарами.

13.3.5 При использовании в испарительных установках в качестве теплоносителя горячей воды или пара из тепловых сетей следует предусматривать мероприятия, исключающие возможность попадания паров СУГ в тепловые сети.

При использовании в испарительных установках электронагрева электрооборудование должно соответствовать требованиям [4].

13.3.6 Испарительные установки необходимо оборудовать КИП, а также регулирующей и предохранительной арматурой, исключающей выход жидкой фазы из испарительной установки в газопровод паровой фазы и повышение давления паровой и жидкой фаз выше допустимого. Испарительные установки, для которых в качестве теплоносителя предусматривается нагретая жидкость или пар, должны быть оборудованы сигнализацией, оповещающей о недопустимом снижении температуры теплоносителя.

13.3.7 Испарительные установки допускается размещать на открытых площадках или в помещениях, уровень пола которых расположен выше планировочной отметки земли.

Испарители производительностью до 200 кг/ч допускается размещать непосредственно на крышках горловин резервуаров или в пределах резервуарной установки на расстоянии не менее 1 м от подземных или надземных резервуаров, а также непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если агрегаты размещены в отдельных помещениях или на открытых площадках.

Испарители производительностью более 200 кг/ч следует размещать вне пределов резервуарной установки на расстоянии, м, не менее:

- значений, приведенных в таблицах 26, 27, — от зданий и сооружений;
- 10 — от ограды резервуарной установки.

13.3.8 Для испарителей, размещаемых вне помещений, следует предусматривать тепловую изоляцию корпуса. При групповом размещении испарителей расстояния между ними следует принимать не менее 1 м.

13.3.9 Смешение газов с воздухом допускается осуществлять при давлении газа до 0,6 МПа.

13.3.10 Смесительные установки следует оборудовать смесительными устройствами с автоматическими пропорционирующими устройствами, приборами контроля и регулирования процесса смешения, регулирующей и предохранительной арматурой, обеспечивающей поступление к потребителям газовой смеси с проектными параметрами: теплотой сгорания и давлением.

13.3.11 Смешение паровой фазы СУГ с воздухом следует предусматривать в соотношениях, обеспечивающих превышение верхнего предела воспламеняемости смеси не менее чем в 2 раза, при этом должны предусматриваться автоматические устройства для отключения смесительной установки в случае приближения состава смеси к пределам опасной концентрации или в случае внезапного прекращения поступления одного из компонентов смеси.

13.3.12 Смесительные установки следует размещать в помещениях или на открытых площадках в соответствии с требованиями 13.3.7.

Размещение смесительных установок при поступлении газа в них из газопроводов следует предусматривать на расстоянии не менее приведенного в таблицах 26, 27.

13.3.13 Здания и помещения, предназначенные для размещения испарительных и смесительных установок, должны соответствовать требованиям, установленным для помещений категории А, приведенным в разделе 12 для аналогичных установок.

13.4 Групповые баллонные установки

13.4.1 Групповой баллонной установкой следует считать установку газоснабжения, в состав которой входит более двух баллонов. В каждом конкретном случае применение групповой баллонной установки должно быть обосновано.

13.4.2 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.

13.4.3 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.

13.4.4 Максимальную суммарную вместимость баллонов в групповой баллонной установке следует принимать по таблице 25.

Таблица 25

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

13.4.5 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 26, и от сооружений на расстоянии, не менее указанного в таблице 27.

Таблица 26

Здания	Расстояние от групповой баллонной установкой, м
Производственные здания промышленных предприятий, здания предприятий бытового обслуживания производственного характера и другие здания степени огнестойкости: I–IV	8
V–VI	10
VII–VIII	12
Общественные здания независимо от степени огнестойкости	25
Временные отдельно стоящие хозяйственные строения (например, дровяные сараи, навесы и т. п.)	8

Таблица 27

Сооружения	Расстояние по горизонтали от шкафа групповой баллонной установки, м
Канализация, теплотрасса	3,5
Водопровод и другие бесканальные коммуникации	2,0
Колодцы подземных коммуникаций, выгребные ямы	5,0
Электрокабели и воздушные линии электропередачи	В соответствии с [4]
Телефонные кабели и воздушные линии телефонной и радиотрансляционной сети	В соответствии с [7]

13.4.6 Стены зданий, непосредственно у которых размещаются групповые баллонные установки, должны быть не ниже VI степени огнестойкости и не должны иметь утеплителя из горючего материала, оконных и дверных проемов на расстоянии от групповой баллонной установки менее указанного в таблице 26.

Возле общественного или производственного здания не допускается размещать более одной групповой баллонной установки. Газоснабжение жилых домов от групповой баллонной установки не допускается.

13.4.7 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 допускается предусматривать теневой навес из негорючих материалов.

13.4.8 При необходимости обеспечения стабильного испарения СУГ и невозможности использования резервуарных установок допускается предусматривать размещение групповой баллонной установки в специальном строении или в пристройке к глухой наружной стене газифицируемого производственного здания. Указанные строения или пристройки должны отвечать требованиям раздела 8 как для отдельно стоящих или пристроенных ГРП.

Вентиляцию следует проектировать из расчета пятикратного воздухообмена в час с удалением 2/3 воздуха из нижней зоны помещения.

13.4.9 Требования 13.4.8 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 25 и 26 как для промышленных предприятий.

13.5 Трубопроводы групповых баллонных и резервуарных установок

13.5.1 Трубопроводы обвязки резервуаров, баллонов и регуляторов давления следует рассчитывать на давление, принятое для резервуаров или баллонов.

13.5.2 Наружные газопроводы от групповых баллонных и резервуарных установок следует предусматривать из стальных труб, отвечающих требованиям раздела 15.

Прокладка указанных газопроводов должна осуществляться в соответствии с требованиями раздела 7 и данного подраздела. Допускается предусматривать присоединение газового оборудования временных установок и установок сезонного характера, размещенных вне помещения, при помощи резиноканевых рукавов с выполнением требований раздела 9.

Наружные газопроводы паровой фазы СУГ низкого давления подземной прокладки допускается предусматривать из полиэтиленовых труб ПЭ 80 и ПЭ 100.

13.5.3 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.

13.5.4 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.

13.5.5 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.

13.5.6 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).

13.6 Индивидуальные баллонные установки

13.6.1 Индивидуальной баллонной установкой следует считать установку газоснабжения СУГ, в состав которой входит не более двух баллонов.

13.6.2 Индивидуальные баллонные установки допускается предусматривать как снаружи, так и внутри зданий.

При газоснабжении СУГ с повышенным содержанием бутана следует предусматривать размещение баллонов, как правило, внутри зданий. Размещение баллонов внутри жилых зданий, имеющих более двух этажей, не допускается.

При установке баллона (баллонов) в шкафу у стены здания расстояние по горизонтали от шкафа до окон и дверей должно быть не менее 0,5 м, до окон и дверей подвалов — 3 м.

При установке баллона внутри помещения расстояние от плиты до баллона должно быть не менее 0,5 м.

13.6.3 При газификации двухэтажных жилых домов допускается установка баллонов внутри помещений при числе квартир:

- не более четырех — в домах новой застройки;
- не более восьми — в домах существующей застройки.

В жилых двухэтажных домах I–VII степени огнестойкости допускается установка баллонов внутри помещений при числе квартир:

- не более восьми — в домах новой застройки;
- не более восемнадцати — в домах существующей застройки.

13.6.4 Помещения, в которых предусматривается размещение газовых приборов и баллонов с газом, должны отвечать требованиям раздела 9.

Дополнительные требования к помещениям в связи с установкой баллонов не предъявляются.

При размещении баллонов в существующих жилых домах в помещениях, под которыми имеются подвалы или погреба и вход в них осуществляется из этих помещений, следует предусматривать уплотнение полов и входов в подвалы и погреба, заделку щелей для исключения возможности проникновения газа в подземные сооружения.

13.6.5 Установка баллонов с газом не допускается:

- в жилых комнатах;
- в цокольных и подвальных помещениях;
- в помещениях, расположенных под обеденными и торговыми залами предприятий общественного питания, а также под аудиториями и учебными классами, под зрительными (актовыми) залами общественных и производственных зданий, больничными палатами и другими аналогичными помещениями;
- в помещениях без естественного освещения.

13.6.6 Газоснабжение СУГ агрегатов, установок и различных горелок, размещенных в цокольных и подвальных помещениях, не допускается.

13.6.7 Установку баллонов СУГ в производственных помещениях следует предусматривать в местах, защищенных от повреждения внутрицеховым транспортом, брызг металла и воздействия коррозионно-активных жидкостей и газов, а также от нагрева выше 45 °С. Допускается размещать баллоны непосредственно у агрегатов, потребляющих газ, если это предусмотрено конструкцией агрегата.

13.6.8 Индивидуальные баллонные установки, предназначенные для газоснабжения животноводческих и птицеводческих помещений, следует размещать вне зданий. В оранжереях и теплицах допускается размещение баллонов внутри зданий.

14 Дополнительные требования к системам газоснабжения в особых природных условиях

14.1 Подрабатываемые территории

14.1.1 При проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления, размещаемых над месторождениями полезных ископаемых, где проводились, проводятся или предусматриваются горные разработки, необходимо руководствоваться настоящим техническим кодексом, [2] и другими ТНПА по проектированию зданий и сооружений на подрабатываемых территориях, утвержденными в установленном порядке.

14.1.2 Проект прокладки газопровода на подрабатываемой территории должен иметь в своем составе горногеологическое обоснование. Горногеологическое обоснование следует уточнять по истечении 2-х лет после согласования проекта с соответствующими организациями.

14.1.3 При составлении проекта газоснабжения объектов, размещаемых на площадках залегания полезных ископаемых, необходимо учитывать программу развития горных работ на ближайшие 10 лет.

14.1.4 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.

14.1.5 Трассу газопровода следует предусматривать преимущественно вне проезжей части территории с учетом возможного вскрытия траншей в период интенсивных деформаций земной поверхности в результате горных выработок.

14.1.6 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.

14.1.7 Протяженность зоны защиты газопровода определяется длиной мульды сдвижения, увеличенной на 50 м.

14.1.8 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.

14.1.9 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.

14.1.10 Переходы газопроводов через реки, овраги и железнодорожные пути в выемках следует предусматривать, как правило, надземными.

14.1.11 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.

14.1.12 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.

14.1.13 В качестве малозащемляющих материалов для засыпки траншей газопровода следует применять песок, песчаный грунт или другой грунт, обладающий малым сцеплением частиц.

14.1.14 Компенсаторы необходимо устанавливать в колодцах или нишах, доступных для наблюдения; допускается установка бесколодезных компенсаторов.

14.1.15 В местах пересечения подземных газопроводов с другими подземными коммуникациями следует предусматривать уплотнительные устройства (глиняные экраны, футляры на газопроводе и др.) и установку контрольных трубок.

14.1.16 Конструкция крепления надземных газопроводов должна допускать смещение труб по вертикали.

14.2 Районы с пучинистыми, просадочными и набухающими грунтами

14.2.1 При проектировании объектов газораспределительной системы и газопотребления для районов с пучинистыми, просадочными или набухающими грунтами, кроме требований настоящего технического кодекса, следует дополнительно руководствоваться требованиями ТКП 45-5.01-254.

14.2.2 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.

14.2.3 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.

14.2.4 Противокоррозионную изоляцию вертикальных участков подземных газопроводов и футляров (вводы в здания и ГРП) следует предусматривать из полимерных материалов. Допускается использовать другие проектные решения по защите этих участков от воздействия на них сил морозного пучения.

14.2.5 Для резервуарных установок СУГ с подземными резервуарами в среднепучинистых и сильнопучинистых грунтах необходимо предусматривать надземную прокладку соединяющих резервуары газопроводов жидкой и паровой фаз.

14.2.6 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.

14.2.7 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, 7.6.1.

15 Материалы, оборудование, приборы и изделия

15.1 Общие требования

15.1.1 Материалы, оборудование, приборы и изделия объектов газораспределительной системы и газопотребления должны соответствовать требованиям государственных стандартов или технических условий и в установленном порядке должны быть допущены к применению.

15.1.2 При выборе материалов, оборудования, приборов и других технических изделий для строительства объектов газораспределительной системы и газопотребления в зонах распространения пучинистых и просадочных грунтов, а также на подрабатываемых территориях следует учитывать дополнительные требования, приведенные в 15.7.1 – 15.7.4.

15.1.3 Стальные сварные трубы, применяемые для строительства объектов газораспределительной системы и газопотребления, должны пройти 100 %-ный контроль заводского шва неразрушающими методами.

15.1.4 Выбор материала труб для строительства газопроводов производится проектной организацией по согласованию с газоснабжающей организацией и заказчиком.

15.1.5 Для подземных газопроводов следует применять трубы из полиэтилена в соответствии с ТКП 45-4.03-257.

15.2 Стальные трубы

15.2.1 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.

15.2.2 Толщину стенок труб следует определять расчетом в соответствии с требованиями СНиП 2.04.12 и принимать ее номинальную величину ближайшей большей по стандартам или техническим условиям на трубы, допускаемые настоящим техническим кодексом 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.

15.2.3 Стальные трубы для строительства наружных и внутренних газопроводов следует предусматривать групп В и Г, изготовленные из спокойной малоуглеродистой стали группы В по ГОСТ 380 не ниже второй категории (для газопроводов диаметром более 530 мм при толщине стенки труб более 5 мм, как правило, не ниже третьей категории) марок Ст2, Ст3, а также Ст4 при содержании в ней углерода не более 0,25 %; стали марок 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050; низколегированной стали марок 09Г2С, 17ГС, 17Г1С по ГОСТ 19281 не ниже шестой категории; стали 10Г2 по ГОСТ 4543.

15.2.4 Для наружных и внутренних газопроводов низкого давления, в том числе для их гнутых отводов и соединительных частей, допускается применять трубы групп А, Б, В, изготовленные из спокойной, полуспокойной и кипящей стали марок Ст1, Ст2, Ст3, Ст4 категорий 1, 2, 3 групп А, Б и В по ГОСТ 380 и стали марок 08, 10, 15, 20 по ГОСТ 1050. Сталь марки 08 допускается применять при технико-экономическом обосновании, марки Ст4 — при содержании в ней углерода не более 0,25 %.

15.2.5 Допускается применение гибких металлических газопроводов, в том числе соединительных частей, фитингов, муфт, разрешенных к применению на объектах газопотребления на территории Республики Беларусь в установленном порядке.

Гибкие металлические газопроводы должны быть изготовлены из цветных металлов или нержавеющей стали с содержанием не менее 16 % хрома и 8 % никеля.

15.2.6 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, Ст2, Ст3 не менее третьей категории по ГОСТ 380; стали марок 08, 10, 15 по ГОСТ 1050).

15.2.7 Сварное соединение стальных труб должно быть равнопрочно основному металлу труб или иметь гарантированный заводом-изготовителем согласно стандарту или техническим условиям на трубы коэффициент прочности сварного соединения. Указанное требование следует вносить в спецификации на трубы.

Допускается применять трубы по ГОСТ 3262, сварные швы которых не имеют характеристики прочности сварного соединения на давление газа, согласно приложению Е.

15.2.8 Требования к ударной вязкости металла труб для газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха до минус 40 °С включительно, как правило, не предъявляются. В зависимости от местных условий прокладки следует предусматривать требования к ударной вязкости металла труб для газопроводов высокого давления I категории диаметром более 620 мм, а также для газопроводов, испытывающих вибрационные нагрузки, прокладываемых на участках перехода через железные и автомобильные дороги, водные преграды и для других ответственных газопроводов и их отдельных участков. Требования к ударной вязкости следует предусматривать для труб с толщиной стенки более 5 мм. При этом величина ударной вязкости основного металла труб должна приниматься не менее 30 Дж/см² при минимальной температуре эксплуатации газопровода.

15.2.9 Эквивалент углерода следует определять по формулам:

— для низколегированной стали

$$[C]_э = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr + Mo + \sum(V + Ti + Nb)}{5} + \frac{Cu + Ni}{15} + 15B; \quad (10)$$

— для малоуглеродистой стали или низколегированной стали только с кремнемарганцевой системой легирования, например, марок 17ГС, 17Г1С, 09Г2С и др.

$$[C_s] = C + \frac{Mn}{6}, \quad (11)$$

где С, Mn, Cr, Mo, 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]_s не должна превышать 0,46.

15.2.10 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.

15.2.11 Импульсные газопроводы для присоединения КИП и приборов автоматики обвязки газифицируемого оборудования следует предусматривать, как правило, из стальных труб в соответствии с приложением Е, или согласно данным, приведенным в паспортах на оборудование. Допускается применение для этих целей медных труб по ГОСТ 617, а также резинотканевых и резиновых рукавов и трубок согласно требованиям раздела 9.

15.3 Бесшовные трубы из меди, и шовные и бесшовные трубы из нержавеющей стали, и соединительные детали к ним

15.3.1 Трубы и детали из нержавеющей стали или меди следует применять для строительства внутренних газопроводов низкого давления (с рабочим давлением не более 0,005 МПа) при строительстве и реконструкции жилых домов, зданий и сооружений.

15.3.2 Нержавеющие шовные стальные трубы, применяемые для объектов газопотребления, должны пройти 100 %-ный контроль заводского шва неразрушающими методами.

15.3.3 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.

15.3.4 Соединения труб из нержавеющей стали или меди методом механической опрессовки

15.3.4.1 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.

15.3.4.2 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.

15.3.4.3 Прием в эксплуатацию внутренних систем газоснабжения, изготовленных из нержавеющей или медных труб, производится по результатам испытаний на прочность и герметичность в соответствии с требованиями СНиП 3.05.02.

15.3.4.4 Для крепления трубопроводов из меди или нержавеющей стали рекомендуется предусматривать 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.

15.4 Соединительные части и детали

15.4.1 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 28.

Таблица 28

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
гайки соединительные	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

Допускается применять соединительные части и детали, изготовленные по чертежам, выполненным проектными организациями с учетом технических требований ТНПА на соответствующую соединительную часть или деталь.

Соединительные части и детали объектов газораспределительной системы и газопотребления допускается изготавливать из стальных бесшовных и прямошовных сварных труб или листового проката, металл которых отвечает техническим требованиям, предусмотренным 15.2.2 – 15.2.9 для соответствующего газопровода. При этом сварочный шов должен находиться в зоне наименьшего напряжения.

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.

15.4.2 Соединительные части и детали должны быть заводского изготовления. Допускается применение соединительных частей и деталей, изготовленных на базах строительных организаций, при условии контроля всех сварных соединений (для сварных деталей) неразрушающими методами.

15.4.3 Фланцы, применяемые для присоединения к газопроводам арматуры, оборудования и приборов, должны соответствовать ГОСТ 12820, ГОСТ 12821, а также требованиям действующих ТНПА.

15.4.4 Для уплотнения фланцевых соединений следует применять прокладки, изготовленные из материалов, указанных в таблице 29. Допускается предусматривать прокладки из другого уплотнительного материала, обеспечивающего не меньшую герметичность по сравнению с материалами, приведенными в таблице 29 (с учетом среды, давления и температуры).

Таблица 29

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 маслобензостойкая (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
<i>Примечание</i> — Прокладки из паронита должны соответствовать требованиям ГОСТ 15180.		

15.5 Защитные противокоррозионные материалы

15.5.1 Материалы и конструкции, применяемые для защиты подземных газопроводов и резервуаров от коррозии, должны соответствовать требованиям ГОСТ 9.602.

15.5.2 Для анодных заземлений катодных установок следует применять железокремневые, графитовые, графитопластовые и другие малорастворимые материалы, а также чугунные трубы без антикоррозионного покрытия.

15.5.3 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.

15.5.4 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.

15.6 Запорное и регулирующее оборудование, приборы и другие технические изделия

15.6.1 При выборе запорной арматуры следует учитывать условия ее эксплуатации по давлению газа и температуре согласно данным, приведенным в таблице 30.

Таблица 30

Материал запорной арматуры	Наименование ТНПА	Давление в газопроводе, МПа	Диаметр газопровода, мм	Температура эксплуатации	Примечания
Серый чугун	ГОСТ 1412	Паровая фаза СУГ — до 0,05, природный газ до 0,6	Без ограничения	Не ниже минус 35 °С	Не ниже минус 60 °С при диаметре до 100 мм и давлении до 0,005
Ковкий чугун	ГОСТ 1215, ГОСТ 28394	СУГ — до 1,6, природный газ — до 1,2			
Высокопрочный чугун	ГОСТ 7293				
Углеродистая сталь	ГОСТ 380, ГОСТ 1050			Не ниже минус 40 °С	—

Окончание таблицы 30

Материал запорной арматуры	Наименование ТНПА	Давление в газопроводе, МПа	Диаметр газопровода, мм	Температура эксплуатации	Примечания
Легированная сталь	ГОСТ 4543, ГОСТ 5520, ГОСТ 19281	СУГ — до 1,6, природный газ — до 1,2	Без ограничения	Не ниже минус 60 °С	—
Сплавы на основе меди	ГОСТ 17711, ГОСТ 15527, ГОСТ 613				
Сплавы на основе алюминия*	ГОСТ 21488, ГОСТ 1583		До 100		—
* 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.					

15.6.2 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 допускается к применению только на газопроводах паровой фазы низкого давления.

15.6.3 Вентили, краны, задвижки и поворотные затворы, предусматриваемые для объектов газораспределительной системы и газопотребления в качестве запорной арматуры (отключающих устройств), должны быть предназначены для газовой среды.

Герметичность затворов должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544.

Электрооборудование приводов и других элементов трубопроводной арматуры по требованиям взрывобезопасности следует принимать в соответствии с [4].

Краны и поворотные затворы должны иметь ограничители поворота и указатели положения «открыто-закрыто», а задвижки с невыдвижным шпинделем — указатели степени открытия.

15.6.4 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.

15.6.5 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.

15.6.6 Относительная нерегулируемая протечка газа через закрытые клапаны двухседельных регуляторов допускается не более 0,1 % номинального расхода; для односедельного клапана герметичность затворов должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544. Допустимая нерегулируемая протечка газа при применении в качестве регулирующих устройств поворотных заслонок не должна превышать 1 % пропускной способности.

15.6.7 Основные параметры ПЗК, применяемых в ГРП (ГРУ) для прекращения подачи газа к потребителям при недопустимом повышении и понижении контролируемого давления газа, приведены в таблице 31.

Таблица 31

Параметр	Значение, МПа
Давление на входе (рабочее)	0,05; 0,3; 0,6; 1,2; 1,6
Диапазон срабатывания при повышении давления	От 0,002 до 0,75
Диапазон срабатывания при понижении давления	От 0,0003 до 0,03

Точность срабатывания ПЗК должна составлять ± 5 % заданных значений контролируемого давления для ПЗК, устанавливаемых в ГРП, и ± 10 % — для ПЗК в шкафных ГРП, ГРУ и комбинированных регуляторах.

15.6.8 Основные параметры ПСК, устанавливаемых в ГРП (ГРУ) и на резервуарах СУГ, приведены в таблице 32.

Таблица 32

Параметр	Значение, МПа
Давление перед клапаном (рабочее)	0,001; 0,3; 0,6; 1,0; 2,0
Диапазон срабатывания	От 0,001 до 2,0

15.6.9 ПСК должны обеспечивать открытие при превышении установленного максимального рабочего давления не более чем на 15 %. Давление, при котором происходит полное закрытие клапана, устанавливается соответствующим стандартом или техническими условиями на изготовление клапанов, утвержденными в установленном порядке. Пружинные ПСК должны быть снабжены устройством для их принудительного открытия.

На газопроводах низкого давления допускается установка ПСК без приспособления для принудительного открытия.

15.6.10 Основные параметры фильтров, устанавливаемых в ГРП (ГРУ) для защиты регулирующих и предохранительных устройств от засорения механическими примесями, должны соответствовать данным, приведенным в таблице 33.

Таблица 33

Параметр	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

15.6.11 Фильтры должны иметь штуцера для присоединения к ним приборов или устройств с целью определения потери давления на фильтре (степени засорения кассеты).

15.6.12 Фильтрующие материалы должны обеспечивать требуемую очистку газа, не образовывать с ним химических соединений и не разрушаться от постоянного воздействия газа.

15.6.13 Для изготовления гнутых и сварных компенсаторов следует использовать трубы, равноценные принятым для соответствующего газопровода (для газопроводов высокого и среднего давления следует учитывать требования 15.2.4). Отводы, применяемые для изготовления сварных компенсаторов, следует принимать в соответствии с 15.3.1.

15.6.14 Применение сальниковых компенсаторов на газопроводах не допускается.

15.6.15 Изделия для закрепления газопроводов, прокладываемых через водные преграды, на заболоченных и обводненных участках, должны соответствовать требованиям СНиП 2.05.06.

15.6.16 Материалы и конструкции сосудов (резервуаров, испарителей, автомобильных и железнодорожных цистерн) для СУГ должны соответствовать требованиям [3], ГОСТ 14249, ГОСТ 9931, ГОСТ 6533, а также отраслевым стандартам или техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.

15.6.17 Резервуары СУГ следует изготавливать из стали с гарантированной ударной вязкостью не менее 30 Дж/см² при температуре минус 40 °С.

15.6.18 Бытовые газовые плиты должны отвечать требованиям СТБ 1757 или техническим условиям на эти приборы, утвержденным в установленном порядке.

15.6.19 Плиты с отводом продуктов сгорания в дымоход должны иметь автоматику, обеспечивающую прекращение подачи газа к плите при отсутствии необходимого разрежения в дымоходе.

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

Для горелки или группы горелок, объединенных в блок, имеющих номинальную тепловую мощность менее 5,6 кВт (расход газа менее 0,5 м³/ч), установка автоматики безопасности не обязательна.

15.6.21 Необходимость оснащения газовых аппаратов автоматикой для отключения подачи газа при нарушении других параметров и обеспечение автоматического регулирования процессов горения решается разработчиком оборудования в зависимости от технологии и режимов работы аппаратов.

15.6.22 Для нагрева воды в бытовых условиях следует применять газовые проточные и емкостные водонагреватели, соответствующие требованиям ГОСТ 11032, ГОСТ 19910 или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

15.6.23 Газовые горелки, предназначенные для тепловых установок промышленных, сельскохозяйственных предприятий, предприятий бытового обслуживания производственного характера, в том числе для установок, переводимых на газ с других видов топлива, должны быть изготовлены по технической документации, утвержденной в установленном порядке. Промышленные газовые горелки должны соответствовать требованиям ГОСТ 21204.

Горелки инфракрасного излучения должны соответствовать требованиям ГОСТ 25696.

15.6.24 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; допускается не предусматривать регистрирующие приборы при наличии защиты — предохранительных устройств по контролируемым параметрам;

— параметры, учет которых необходим для систематического анализа работы оборудования или хозяйственных расчетов, следует контролировать с помощью регистрирующих или интегрирующих приборов.

15.6.25 При выборе КИП для ГРП и ГРУ следует руководствоваться требованиями раздела 8.

15.6.26 Класс точности КИП следует принимать в зависимости от их конкретного назначения и особенностей условий эксплуатации объекта, но не ниже класса 2,5.

15.7 Дополнительные требования для особых природных условий

15.7.1 Для строительства подземных газопроводов, проектируемых в районах с пучинистыми и просадочными грунтами и на подрабатываемых территориях, не допускается применять трубы из кипящей стали.

15.7.2 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 допускается применение запорной арматуры из ковкого чугуна.

Для подземных газопроводов давлением до 0,6 МПа для районов со среднепучинистыми грунтами допускается применять чугунную запорную арматуру, при этом арматуру из серого чугуна следует устанавливать с компенсирующим устройством, допускающим вертикальное перемещение газопровода.

15.7.3 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 15.2.2.

15.7.4 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.

16 Телемеханизация и автоматизированные системы управления технологическими процессами в системах газоснабжения

16.1 Для обеспечения централизованного оперативного управления системами газоснабжения следует предусматривать в проектах газоснабжения ТМ или 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, как правило, св. 500 тыс. чел. и при расширении, реконструкции и техническом перевооружении объектов газораспределительной системы и газопотребления с числом контролируемых объектов более 50.

16.2 Проектные решения должны предусматривать возможность дальнейшей модернизации и развития ТМ и АСУТП.

16.3 Внедрение ТМ и АСУТП допускается 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.

16.4 Структуру, функции и технические средства ТМ и АСУТП допускается принимать в соответствии с приложением М.

Приложение А
(обязательное)

Классификация газопроводов, входящих в систему газоснабжения

Таблица А.1

Газопроводы	Классификационные показатели
Наружные (уличные, внутриквартальные, межцеховые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений)	Местоположение относительно планировки населенных пунктов
Подземные (подводные), надземные (надводные), наземные	Местоположение относительно поверхности земли
Распределительные, газопроводы-вводы, продувочные, сбросные, импульсные, а также межпоселковые	Назначение в системе газоснабжения
Высокого давления I категории, высокого давления II категории, среднего давления, низкого давления	Давление газа
Металлические (стальные, медные и др.) и неметаллические (полиэтиленовые и др.)	Материал труб
Природного газа, попутного газа и СУГ	Вид транспортируемого газа

Распределительными следует считать наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту (ГРП, промышленное предприятие, котельная и т. п.).

Межпоселковыми газопроводами следует считать распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

Приложение Б
(рекомендуемое)

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
(справочное)

Значение коэффициента одновременности K_{sim} для жилых домов

Таблица В.1

Число квартир	Коэффициент одновременности K_{sim} в зависимости от установки в жилых домах газового оборудования			
	Плита 4-конфорочная	Плита 2-конфорочная	Плита 4-конфорочная и газовый проточный водонагреватель	Плита 2-конфорочная и газовый проточный водонагреватель
1	1	1	0,700	0,750
2	0,650	0,840	0,560	0,640
3	0,450	0,730	0,480	0,520
4	0,350	0,590	0,430	0,390
5	0,290	0,480	0,400	0,375
6	0,280	0,410	0,392	0,360
7	0,274	0,360	0,370	0,345
8	0,265	0,320	0,360	0,335
9	0,258	0,289	0,345	0,320
10	0,254	0,263	0,340	0,315
15	0,240	0,242	0,300	0,275
20	0,235	0,230	0,280	0,260
30	0,231	0,218	0,250	0,235
40	0,227	0,213	0,230	0,205
50	0,223	0,210	0,215	0,193
60	0,220	0,207	0,203	0,186
70	0,217	0,205	0,195	0,180
80	0,214	0,204	0,192	0,175
90	0,212	0,203	0,187	0,171
100	0,210	0,202	0,185	0,163
400	0,180	0,170	0,150	0,135

Примечания

1 Для квартир, в которых устанавливается несколько однотипных газовых приборов, коэффициент одновременности следует принимать как для такого же числа квартир с такими же газовыми приборами.

2 Значение коэффициента одновременности для емкостных водонагревателей, отопительных котлов или отопительных печей рекомендуется принимать равным 0,85 независимо от числа квартир.

Приложение Г (справочное)

Гидравлический расчет газопроводов

Г.1 Гидравлический расчет газопроводов следует выполнять, как правило, на электронно-вычислительной машине с оптимальным распределением расчетной потери давления между участками сети.

Г.2 Расчетные потери давления в газопроводах высокого и среднего давления следует принимать исходя из максимального использования давления в газопроводе и обеспечения бесперебойного газоснабжения всех потребителей в часы максимального потребления газа.

Г.3 Расчетные потери давления газа в распределительных газопроводах низкого давления следует принимать не более 180 даПа. Распределение потери давления между уличными, внутриквартальными, вводами и внутренними газопроводами следует принимать по таблице Г.1.

Таблица Г.1

Суммарная потеря давления газа от ГРП или другого регулирующего устройства до наиболее удаленного прибора, даПа	В том числе в газопроводах, даПа	
	Уличных и внутриквартальных	Вводах и внутренних
180	120	60

В тех случаях, когда газоснабжение СУГ является временным (с последующим переводом на снабжение природным газом), газопроводы следует проектировать из условия возможности их использования в будущем на природном газе. При этом количество газа необходимо определять как эквивалентное (по теплоте сгорания) расчетному расходу СУГ.

Г.4 Значения расчетной потери давления газа при проектировании газопроводов всех давлений для промышленных, сельскохозяйственных и бытовых предприятий и учреждений коммунального хозяйства принимаются в зависимости от давления газа в месте подключения с учетом технических характеристик принимаемых к установке газовых горелок, устройств автоматики безопасности и автоматики регулирования технологического режима тепловых агрегатов.

Г.5 Падение давления в местных сопротивлениях (колена, тройники, запорная арматура и др.) допускается учитывать путем увеличения расчетной длины газопроводов на 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 допускается до 10 %.

Г.8 При выполнении гидравлического расчета надземных и внутренних газопроводов с учетом степени шума, создаваемого движением газа, следует принимать скорости движения газа не более 7 м/с для газопроводов низкого давления, 15 м/с — для газопроводов среднего давления, 25 м/с — для газопроводов высокого давления.

Приложение Д (обязательное)

Отвод продуктов сгорания

Д.1 Отвод продуктов сгорания от газового отопительного оборудования и другого бытового газового оборудования, в конструкции которых предусмотрен отвод продуктов сгорания в дымоход, следует предусматривать от каждого прибора и агрегата по обособленному дымоходу. В существующих зданиях допускается предусматривать присоединение к одному дымоходу не более двух водонагревателей, расположенных на одном или разных этажах здания, при условии ввода продуктов сгорания в дымоход на разных уровнях, не ближе 0,75 м один от другого, или на одном уровне с устройством в дымоходе рассечки на высоту не менее 0,75 м.

Отвод продуктов сгорания от отопительного газового оборудования с закрытой камерой сгорания допускается выполнять в общий вертикальный дымоход с присоединением к нему не более одной единицы отопительного газового оборудования на каждом этаже.

Дымоотводы и дымоходы должны быть газоплотными из конструкций и материалов, способных противостоять без потери герметичности, плотности, механическим нагрузкам, температурным воздействиям, коррозионному воздействию продуктов сгорания и конденсата.

Предел огнестойкости дымоходов должен быть не менее предела огнестойкости пересекаемых перекрытий.

Выполнение внутренних стенок дымоходов из кирпича, в том числе с различного рода штукатуркой внутренних стенок дымоходов, не допускается.

При устройстве дымоходов необходимо также соблюдать требования СНБ 4.02.01.

Д.2 Допускается предусматривать устройство приставных дымоходов.

Д.3 Площадь сечения дымохода должна определяться расчетом и не должна быть меньше площади патрубка газового прибора, присоединяемого к дымоходу. При присоединении к дымоходу двух приборов и более сечение дымохода следует определять с учетом их одновременной работы.

Д.4 Небытовые газовые приборы (ресторанные плиты, пищеварочные котлы и т. п.) допускается присоединять как к обособленным, так и общему дымоходу.

Допускается предусматривать соединительные дымоотводящие трубы, общие для нескольких агрегатов.

Ввод продуктов сгорания в общий дымоход для нескольких приборов следует предусматривать на разных уровнях или на одном уровне с устройством рассечек согласно Д.1.

Сечения дымоходов и соединительных труб следует определять расчетом, исходя из условия одновременной работы всех приборов, присоединенных к дымоходу.

Д.5 Дымоходы должны быть вертикальными, без уступов. Допускается уклон дымоходов от вертикали до 30° с отклонением в сторону до 1 м при обеспечении площади сечения наклонных участков дымохода не менее сечения вертикальных участков.

При отводе продуктов сгорания от отопительного газового оборудования с закрытой камерой сгорания в общий дымоход выполнение сужений дымоходов не допускается.

Д.6 В случае принудительного отвода продуктов сгорания от отопительного газового оборудования отвод продуктов сгорания допускается осуществлять горизонтальными дымоотводами непосредственно через наружную стену.

В многоквартирных жилых, общественных, административных, бытовых, производственных и складских зданиях горизонтальные дымоотводы следует выводить на участок стены, не имеющей проемов выше отверстия выхода дымоотвода в пределах зоны, ограниченной по горизонтали расстоянием не менее 4 м по обе стороны от него.

При этом наименьшее расстояние между двумя выходными отверстиями дымоотводов следует принимать не менее 1,0 м по горизонтали и 2,0 м по вертикали.

Горизонтальные дымоотводы могут иметь как коаксиальное (труба в трубе), так и спаренное (параллельное) исполнение.

Выходные отверстия дымоотводов на фасаде здания следует размещать исходя из условий рассеивания вредных веществ в атмосфере.

Д.7 Температура наружной поверхности дымоходов внутри помещений не должна превышать 45 °С.

Дымотрубная система должна соответствовать требованиям СТБ EN 1856-1, СТБ EN 1856-2, СТБ EN 14989-1, СТБ EN 14989-2.

Дымовые трубы и присоединительные дымоотводы должны соответствовать классу W по конденсатостойкости и классу V2 по устойчивости к коррозии.

Допускается применение дымотрубных систем без проведения испытаний на устойчивость к коррозии в том случае, если элементы дымотрубной системы изготовлены из нержавеющей стали марки 1,4404 (обозначение X2CrNiMo 17-12-2) толщиной не менее 1,0 мм. В этом случае класс по устойчивости к коррозии обозначают через V_m .

Допускается присоединительные дымоотводы в соответствии с СТБ EN 1856-2 (таблица 2) изготавливать из алюминиевого сплава EN AW-1200A (обозначение EN AW – AL99,0(A)) толщиной не менее 1,5 мм, в этом случае класс по устойчивости к коррозии обозначают через V_m .

Дымовые трубы должны соответствовать классу P1 по давлению, в том случае, если они расположены внутри помещений или встроены или пристроены к ограждающим конструкциям и имеют наружное ограждение, и классу N1, если располагаются снаружи здания.

Д.8 В нижней части дымоходов (кроме коаксиальных) следует предусматривать конденсатоотводчик, а также устройство для прочистки дымоходов. Сброс конденсата от конденсатоотводчика в канализацию необходимо предусматривать через гидрозатвор.

При пересечении дымоотводов со стенами, выполненными из горючих материалов, необходимо предусматривать футляр из негорючих материалов. Зазор между дымоотводом и футляром должен быть не менее 30 мм. Пространство между дымоотводом и футляром должно быть заделано негорючим материалом на всю толщину стены.

Д.9 Для отвода продуктов сгорания от ресторанных плит и других бытовых газовых приборов допускается предусматривать горизонтальные участки дымоотводов общей длиной до 10 м.

Д.10 Для присоединения газового отопительного оборудования и других газовых приборов к дымоходам следует использовать трубы, изготовленные из негорючих материалов.

Суммарную длину участков дымоотводов в новых зданиях следует принимать не более 3 м, в существующих зданиях — не более 6 м.

На дымоотводящих трубах допускается предусматривать не более трех поворотов с радиусом закругления не менее диаметра трубы.

Дымоотводящие трубы, прокладываемые через неотапливаемые помещения, при необходимости должны быть теплоизолированы.

Д.11 Расстояние от соединительной дымоотводящей трубы до потолка или стены из негорючих материалов следует принимать не менее 5 см, до деревянных оштукатуренных потолков и стен — не менее 25 см. Допускается уменьшение указанного расстояния с 25 до 10 см при условии обивки деревянных оштукатуренных стен или потолка кровельной сталью по листу асбеста толщиной 3 мм. Обивка должна выступать за габариты дымоотводящей трубы на 15 см с каждой стороны.

Д.12 При присоединении к дымоходу одного прибора, а также приборов со стабилизаторами тяги шибера на дымоотводящих трубах не предусматриваются.

При присоединении к общему дымоходу нескольких приборов: ресторанных плит, кипятильников и других газовых приборов, не имеющих стабилизаторов тяги, — на дымоотводящих трубах от приборов должны предусматриваться шибера (заслонки), имеющие отверстие диаметром не менее 15 мм.

Д.13 В шиберах, установленных на дымоходах от котлов, должны предусматриваться отверстия диаметром не менее 50 мм.

Д.14 Дымовые трубы от газовых приборов в зданиях должны быть выведены:

- выше границы зоны ветрового подпора, но не менее 0,5 м выше конька крыши при расположении их (считая по горизонтали) не более 1,5 м от конька крыши;
- в уровень с коньком крыши, если они отстоят на расстоянии до 3 м от конька крыши;
- не ниже прямой, проведенной от конька вниз под углом 10° к горизонту, при расположении труб на расстоянии более 3 м от конька крыши.

Во всех случаях высота трубы над прилегающей частью крыши должна быть не менее 0,5 м, а для домов с совмещенной кровлей (плоской крышей) — не менее 2,0 м.

Установка на дымоходах зонтов и дефлекторов не допускается.

Д.15 Отвод продуктов сгорания от газифицированных установок промышленных предприятий, котельных, предприятий бытового обслуживания допускается предусматривать по стальным дымовым трубам.

Приложение Е
(обязательное)

**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 по ГОСТ 10704	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории по ГОСТ 380; 10,15, 20 по ГОСТ 1050	От 10 до 530 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 по 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 по ГОСТ 8732	10, 20 по ГОСТ 1050	От 45 до 325 включ.
6 Бесшовные холоднореформированные, теплодеформированные по ГОСТ 8733 (группы В и Г) и по 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, как правило, для газопроводов жидкой фазы СУГ.</p> <p>2 Для тепловых электростанций трубы из стали 20 применять в районах с расчетной температурой до минус 30 °С.</p> <p>3 Допускается применять по согласованию с Госпромнадзором Республики Беларусь стальные трубы, изготовленные по техническим условиям заводов-изготовителей.</p>		

Е.2 Для объектов газораспределительной системы и газопотребления следует принимать, как правило, трубы из углеродистой стали обыкновенного качества по ГОСТ 380 и качественной стали по ГОСТ 1050.

Е.3 Для газопроводов жидкой фазы СУГ следует применять, как правило, бесшовные трубы. Допускается применять для этих газопроводов электросварные трубы. При этом трубы диаметром до 50 мм должны пройти 100 %-ный контроль сварного шва неразрушающими методами, а трубы диаметром 50 мм и более — также и испытание сварного шва на растяжение.

Е.4 Трубы по ГОСТ 3262 допускается применять для строительства наружных и внутренних газопроводов низкого давления.

Трубы по ГОСТ 3262 с условным диаметром до 32 мм допускается применять 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 не должна быть 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 15.2.4, 15.2.5.

Е.6 Запрещается применять для строительства объектов газораспределительной системы и газопотребления трубы по ГОСТ 8731 и ГОСТ 8733, изготовленные из слитка.

Приложение Ж
(рекомендуемое)

**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	+	—	+ (увеличение и уменьшение)	—	+	—	—	+	—	—
Давление газа после ГРП	+	—	+ (увеличение и уменьшение)	—	+	—	—	+	—	+
Общий расход газа	+	—	—	—	+	—	—	+	—	—
Температура газа до или после расходомера	—	—	—	—	+	—	—	+	—	—
Потеря давления на фильтрах	—	—	—	—	+	—	—	—	+	—
Загазованность в регуляторном зале и помещении щита управления в ГРП	—	—	+ (увеличение)	—	+	—	+ (увеличение)	—	—	—
Расход газа на каждый котел	+	—	—	+	—	—	—	—	—	+
Давление газа до регулирующего клапана котла	—	+	—	+	—	—	—	—	—	—

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)	—	—	—	—	—	—	—	—	+	—

Примечание — Знак «+» означает, что для этих параметров должна обеспечиваться информация.

Приложение К
(рекомендуемое)

**Число квартир, которое целесообразно снабжать паровой фазой СУГ
от одной резервуарной установки**

Таблица К.1

Преобладающая этажность застройки	Оптимальная плотность газопотребления, кг/(ч·га)	Число квартир в зависимости от типа испарителей газа			
		Электрических		Водяных и паровых	
		Оптимальное	Допустимое	Оптимальное	Допустимое
При установке газовых плит					
2	1,65	588	410–880	780	550–1250
3	2,15	857	580–1360	1242	850–2000
4	2,30	951	620–1610	1412	950–2250
5	2,60	1155	730–1980	1794	1250–3080
9	3,45	1710	1060–3060	2911	1790–4600
При установке газовых плит и проточных водонагревателей					
2	2,95	642	390–1070	765	470–1260
3	3,80	1084	630–2020	1264	780–2140
4	4,20	1256	720–2350	1454	930–2560
5	4,60	1641	860–3360	1879	1120–3380

Приложение Л
(рекомендуемое)

**Число квартир, которое целесообразно снабжать газовой 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 водогревателей					
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 (обязательное)

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, [4] и других ТНПА по проектированию ТМ и АСУТП, утвержденных в установленном порядке.

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 пункта управления, а на наружных сетях и сооружениях распределительных систем — контролируемых пунктов.

При необходимости создания многоуровневых АСУТП должен предусматриваться центральный пункт управления, координирующий работу ПУ.

Допускается совмещать ЦПУ с одним из ПУ.

М.3.2 На сооружениях, не оснащенных полностью средствами автоматики и телемеханики и требующих для обслуживания постоянного дежурного персонала, допускается 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, как правило, следует охватывать:

— все ГРС (при соответствующем согласовании с оператором трубопроводного транспорта) 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 м³/ч, имеющие особые режимы газоснабжения или резервное топливное хозяйство;

— ГРП, питающие закольцованные сети низкого давления, а также ГРП или пункты учета расхода газа потребителей, выбор которых производится в зависимости от особенностей схемы газоснабжения.

В 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 Допускается выполнять вычисление расхода и количества газа с приведением к нормальным условиям на пункте управления. Дискретность измерений при определении количества газа должна обеспечивать необходимую точность учета.

М.4.4 При использовании метода спорадической телепередачи (передача технологической информации по инициативе КП по мере отклонения значений от заданных величин) 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 средства измерений и автоматизации, 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 настоящего технического кодекса.

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	*	+
	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	*	+

Окончание таблицы М.1

Наименование функции	Описание функции	Необходимость выполнения функции	
		ТМ	АСУТП
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 «+» — 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, уст- ройств дистанционного управления ре- гуляторов давления газа)	— + — — — — —	+ + + * * + +	+ * — — — — *	* — — — — — —
Управление: отключающими устройствами настройкой регуляторов давления газа устройствами ограничения подачи газа телефонной связью двусторонним телевызовом передачей команд-инструкций	— — — + + —	+ * — * + —	* — * * + *	* — — * * —
<i>Примечание</i> — Знак «+» — функция нормируется; знак «-» — функция не нормируется; знак «*» — функ- ция нормируется при обосновании необходимости.				

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, как правило, обеспечиваться СИА класса управляющих вычислительных телемеханических комплексов, включающих средства вычислительной техники по ГОСТ 21552 и устройства телемеханики по ГОСТ 26.205.

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 пункте управления должны соответствовать 2-й группе по ГОСТ 21552 для средств вычислительной техники и группе В1 по ГОСТ 26.205 для устройств телемеханики, а на контролируемом пункте — группе В3 или В4 по ГОСТ 26.205.

М.5.7 Телепередачу информации следует осуществлять по телемеханической сети произвольной многоточечной структуры с дальностью действия не менее 25 км. Допускается использование иерархической телемеханической сети.

М.5.8 При использовании для передачи информации каналов (телефонных или радио) Министерства связи Республики Беларусь параметры линейных цепей технических средств, сопрягаемых с этими каналами, должны соответствовать ТНПА Министерства связи Республики Беларусь, 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 допускается для УВТК с децентрализованной (на КП) обработкой и хранением информации, при этом для приема аварийных сигналов на ПУ должен выделяться отдельный телефонный номер.

М.5.10 Средства использования информации должны обеспечивать отключение (включение) подачи газа и настройку регуляторов давления в соответствии с требованиями настоящего технического кодекса.

Для управления отключающими устройствами должны применяться дистанционно управляемые задвижки или предохранительные запорные клапаны, а для управления настройкой регуляторов давления газа — переключаемые или плавно перенастраиваемые регуляторы управления, при этом на ГРП низкого давления перенастройка должна осуществляться с установкой не менее трех уровней выходного давления.

М.5.11 Допускается использование технических средств, обеспечивающих оперативное управление инженерными сетями другого назначения, а также вычислительных центров и сетей передачи данных коллективного пользования, если при этом обеспечиваются требуемые надежность и быстрота действия выполнения функций ТМ и АСУТП.

М.6 Помещения

М.6.1 Пункт управления следует размещать в помещениях, обеспечивающих оптимальные условия эксплуатации аппаратуры и комфортные условия работы диспетчерского персонала.

При проектировании строительной части ПУ следует руководствоваться требованиями ТКП 45-3.02-209, СНБ 2.02.05.

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 рекомендуется оборудовать диспетчерскими телефонными станциями, внутренней сигнализацией, переговорными устройствами и аппаратурой для звукозаписи телефонных сообщений.

М.6.4 Контролируемые пункты, 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 допускается использовать наружные аппаратные киоски, а также приспособленные помещения производственных зданий.

Аппаратные помещения должны отвечать требованиям, предъявляемым к помещениям КИП в ГРП.

Библиография

- [1] Закон Республики Беларусь «О газоснабжении».
- [2] Правила промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 2 февраля 2009 г. № 6.
- [3] Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
Утверждены совместным приказом-постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям и Министерства труда Республики Беларусь от 30 апреля 1998 г. № 33/45.
- [4] ПУЭ — Правила устройства электроустановок.
- [5] Нормы пожарной безопасности Республики Беларусь
НПБ 5-2005 Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности
Утверждены приказом Главного государственного инспектора Республики Беларусь по пожарному надзору от 26 апреля 2006 г. № 68.
- [6] ВСН 116-87 Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи
- [7] ВСН 600-81 Инструкция по монтажу сооружений устройств связи, радиовещания и телевидения
Утверждена приказом Министра связи СССР от 31 декабря 1981 г. № 479, согласована Госстроем СССР 26 августа 1981 г. письмом № ДП-45-40-1.
- [8] РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
- [9] Правила техники безопасности при работах на кабельных линиях связи и проводного вещания.
- [10] Нормы пожарной безопасности Республики Беларусь
НПБ 16-2000 Аппараты теплогенерирующие, работающие на различных видах топлива. Требования пожарной безопасности. Методы испытаний
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 5 июня 2000 г. № 5.
- [11] Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 27 декабря 2005 г. № 57.
- [12] Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов с давлением пара не более 0,07 МПа (0,7 бар) и водогрейных котлов с температурой нагрева воды не выше 115 °С
Утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 25 января 2007 г. № 5.
- [13] СН 441-72* изд. 1987 г. Указания по проектированию ограждений площадок и участков предприятий, зданий и сооружений.
- [14] РД РБ 02140.15-2002 Инструкция по проектированию линейно-кабельных сооружений связи
Утверждена Министерством связи Республики Беларусь от 10 февраля 2003 г. (взамен ВСН 116-87).