МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(МГС)
INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ГОСТ 34011— 2024

Системы газораспределительные

ПУНКТЫ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ БЛОЧНЫЕ. ПУНКТЫ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА ШКАФНЫЕ

Общие технические требования

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2024

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели, основные принципы и общие правила проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены ГОСТ 1.0 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа» (АО «Гипрониигаз»), Публичным акционерным обществом «Газпром автоматизация» (ПАО «Газпром автоматизация») и Обществом с ограниченной ответственностью «Газпром межрегионгаз» (ООО «Газпром межрегионгаз»)

2 ВНЕСЕН Межгосударственным техническим комитетом по стандартизации МТК 523 «Техника и технология добычи и переработки нефти и газа»

3 ПРИНЯТ Межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 29 марта 2024 г. № 171-П)

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Армения	AM	ЗАО «Национальный орган по стандартизации и метрологии» Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Казахстан	KZ	Госстандарт Республики Казахстан
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 июня 2024 г. № 785-ст межгосударственный стандарт ГОСТ 34011—2024 введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с 1 сентября 2024 г.

5 ВЗАМЕН ГОСТ 34011—2016

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации.

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2024



В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения и сокращения 3
4 Технические требования 5
4.1 Общие положения 5
4.2 Линии редуцирования 7
4.3 Конструкция блок-контейнера блочного газорегуляторного пункта 8
4.4 Конструкция шкафа шкафного пункта редуцирования газа 10
4.5 Трубопроводная арматура 11
4.6 Узел измерений расхода газа 13
4.7 Устройство очистки газа 13
4.8 Разъемные соединения 14
4.9 Газопроводы 14
4.10 Контрольно-измерительные приборы, контрольная арматура, автоматизация и сигнализация 15
4.11 Отопление и вентиляция 16
4.12 Электроснабжение и молниезащита 18
4.13 Шкафные пункты редуцирования газа с пропускной способностью до 50 $м^3$/ч 19
5 Надежность 19
6 Маркировка, комплектность 20
6.1 Маркировка 20
6.2 Комплектность 20
7 Приемка 21
8 Упаковка 22
9 Указания по эксплуатации 23
Приложение А (справочное) Пример настройки технических устройств и заполнения режимной карты вводимого в действие шкафного пункта редуцирования газа 25
Приложение Б (справочное) Пример настройки технических устройств и заполнения режимной карты вводимого в действие блочного газорегуляторного пункта 26

Поправка к ГОСТ 34011—2024 Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

М Е Ж Г О С У Д А Р С Т В Е Н Н Ы Й С Т А Н Д А Р Т

Системы газораспределительные

ПУНКТЫ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ БЛОЧНЫЕ. ПУНКТЫ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА ШКАФНЫЕ

Общие технические требования

Gas distribution systems.
Block gas delivery stations. Cabinet gas delivery stations.
General technical requirements

Дата введения — 2024—09—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие технические требования к блочным газорегуляторным пунктам, шкафным пунктам редуцирования газа и газорегуляторным установкам, предназначенным для редуцирования давления природного газа (далее — газ) в сетях газораспределения и газопотребления.

1.2 Настоящий стандарт применяют при установлении требований к пунктам редуцирования газа, указанным в 1.1, в техническом задании на разработку, технических условиях и при изготовлении пунктов редуцирования газа.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на блочные газорегуляторные пункты, шкафные пункты редуцирования газа и газорегуляторные установки, изготовленные до вступления в действие настоящего стандарта.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие межгосударственные стандарты:

ГОСТ 9.014 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

ГОСТ 12.1.004 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.010 Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.019 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

ГОСТ 12.2.003 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.063—2015 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности

ГОСТ IEC 61010-1 Безопасность электрических контрольно-измерительных приборов и лабораторного оборудования. Часть 1. Общие требования

ГОСТ 15.309 Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции. Основные положения

ГОСТ 15.311 Система разработки и постановки продукции на производство. Постановка на производство продукции по технической документации иностранных фирм

Издание официальное

ГОСТ 2822 Концы цапковые и штуцерные судовой арматуры и соединительных частей трубопроводов. Основные параметры, размеры и технические требования

ГОСТ 4666 Арматура трубопроводная. Требования к маркировке

ГОСТ 4751 Рым-болты. Технические условия

ГОСТ 5264 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 5890 Соединения труб штуцерно-торцовые. Технические условия

ГОСТ 6357 Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба трубная цилиндрическая

ГОСТ 6527 Концы муфтовые с трубной цилиндрической резьбой. Размеры

ГОСТ 8969 Части соединительные стальные с цилиндрической резьбой для трубопроводов P = 1,6 МПа. Сгоны. Основные размеры

ГОСТ 9150 Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Профиль

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 10549 Выход резьбы. Сбеги, недорезы, проточки и фаски

ГОСТ 10877 Масло консервационное К-17. Технические условия

ГОСТ 11533 Автоматическая и полуавтоматическая дуговая сварка под флюсом. Соединения сварные под острыми и тупыми углами. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 11534 Ручная дуговая сварка. Соединения сварные под острыми и тупыми углами. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 11881—76 ГСП. Регуляторы, работающие без использования постороннего источника энергии. Общие технические условия

ГОСТ 13716 Устройства строповые для сосудов и аппаратов. Технические условия

ГОСТ 14192 Маркировка грузов

ГОСТ 14771 Дуговая сварка в защитном газе. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 14776 Дуговая сварка. Соединения сварные точечные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 14806 Дуговая сварка алюминия и алюминиевых сплавов в инертных газах. Соединения сварные. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 15150 Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 15846 Продукция, отправляемая в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности. Упаковка, маркировка, транспортирование и хранение

ГОСТ 16037 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 16038 Сварка дуговая. Соединения сварные трубопроводов из меди и медно-никелевого сплава. Основные типы, конструктивные элементы и размеры

ГОСТ 16093 (ИСО 965-1:1998, ИСО 965-3:1998) Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Допуски. Посадки с зазором

ГОСТ 17375 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 3D (R около 1,5 DN). Конструкция

ГОСТ 17376 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Тройники. Конструкция

ГОСТ 17378 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Переходы. Конструкция

ГОСТ 17379 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Заглушки эллиптические. Конструкция

ГОСТ 17380 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Общие технические условия

ГОСТ 21130 Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры

ГОСТ 24597 Пакеты тарно-штучных грузов. Основные параметры и размеры

ГОСТ 24705 (ИСО 724:1993) Основные нормы взаимозаменяемости. Резьба метрическая. Основные размеры

ГОСТ 24856—2014 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 30331.3[1)] (МЭК 364-4-41—92) Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током

ГОСТ 30546.1 Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям и методы расчета их сложных конструкций в части сейсмостойкости

ГОСТ 30753 (ИСО 3419—81) Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой и низколегированной стали. Отводы крутоизогнутые типа 2*D* (*R* = *DN*). Конструкция

ГОСТ 31610.0 (IEC 60079-0:2017) Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования

ГОСТ 33259 Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на номинальное давление до *PN* 250. Конструкция, размеры и общие технические требования

ГОСТ 34741 Системы газораспределительные. Требования к эксплуатации сетей газораспределения природного газа

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (gost.e-ecolog.ru по указателям национальных стандартов, издаваемым в государствах, указанных в предисловии, или на официальных сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации. Если на документ дана недатированная ссылка, то следует использовать документ, действующий на текущий момент, с учетом всех внесенных в него изменений. Если заменен ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, то следует использовать указанную версию этого документа. Если после принятия настоящего стандарта в ссылочный документ, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение применяется без учета данного изменения. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 24856, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **автоматизированная система управления технологическим процессом распределения газа;** АСУ ТП РГ: Совокупность взаимосвязанных территориально-распределенных технических и/или программных средств, осуществляющих в автоматизированном режиме контроль и/или управление работой технологического оборудования сетей газораспределения.

3.1.2 **блочный газорегуляторный пункт;** ГРПБ: Пункт редуцирования газа, размещенный в блоке контейнерного типа.

3.1.3 **газорегуляторная установка;** ГРУ: Пункт редуцирования газа, не имеющий собственных строительных конструкций, размещаемый в помещении.

3.1.4 **давление закрытия регулятора давления газа, МПа:** Выходное давление газа, возникающее при уменьшении расхода газа через регулятор давления газа до нулевого значения, при котором его затвор закрыт.

3.1.5 **класс давления закрытия регулятора давления газа, %:** Максимально возможная положительная разница между давлением закрытия и заданным значением выходного давления газа после регулятора давления газа.

3.1.6 **класс точности:** Абсолютное максимальное допустимое значение точности срабатывания (регулирования) технического устройства или предела допускаемой основной погрешности средств измерений.

3.1.7 **комбинированный регулятор давления газа:** Регулятор давления газа, состоящий из нескольких независимо функционирующих видов технических устройств, размещенных в едином корпусе.

Примечание — В состав комбинированного регулятора давления газа наряду с регулирующей арматурой в различных сочетаниях могут входить предохранительная, отключающая арматура, шумоглушитель и др.

3.1.8 **компонент автоматизированной системы;** КАС: Часть автоматизированной системы, выделенная по определенному признаку или совокупности признаков и рассматриваемая как единое целое.

[1)] В Российской Федерации действует ГОСТ Р 50571.4.41—2022 «Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Защита для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током».

3.1.9 **легкосбрасываемые конструкции:** Ограждающие конструкции блок-контейнера, которые при взрыве внутри помещения обеспечивают высвобождение энергии взрыва с целью обеспечения безопасности людей, целостности других конструкций блок-контейнера и оборудования.

3.1.10 **линия редуцирования:** Комплекс последовательно установленных технических устройств и газопроводов пункта редуцирования газа, обеспечивающий редуцирование и поддержание давления газа в установленных пределах и, при необходимости, исключающий возможность повышения и понижения давления газа до недопустимого значения в выходном газопроводе.

3.1.11 **модульный [блочный] регулятор давления газа:** Регулятор давления газа, конструкция которого обеспечивает возможность присоединения и отсоединения независимо функционирующих видов технических устройств.

Примечание — В состав модульного регулятора давления газа наряду с регулирующей арматурой в различных сочетаниях могут входить модули предохранительной, отключающей арматуры, шумоглушителя и др.

3.1.12 **постоянная времени:** Время, необходимое для стабилизации величины давления газа в контролируемой точке на заданном уровне при изменении расхода газа или входного давления.

3.1.13 **предельное состояние:** Состояние объекта, в котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

3.1.14 **пункт редуцирования газа;** ПРГ: Технологическое устройство сети газораспределения или газопотребления, предназначенное для снижения давления газа и поддержания его в заданных пределах независимо от расхода газа.

3.1.15 **регулятор-монитор:** Дополнительный (контрольный) регулятор давления газа, установленный на линии редуцирования последовательно с рабочим регулятором давления газа, используемый в качестве запорно-регулирующей арматуры и обеспечивающий контроль давления газа в случае отказа рабочего регулятора давления газа.

3.1.16 **срок службы:** Календарная продолжительность эксплуатации объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после капитального ремонта до момента достижения объектом предельного состояния.

3.1.17

строп грузовой (строп): СГП, у которого основным является гибкий элемент, выполненный из отрезка каната, цепи или текстильной ленты. Строп, в зависимости от исполнения, включает в себя одну или несколько ветвей (многоветвевой строп), оснащенных звеном для навески на кран и захватами. Для непосредственной обвязки или зацепки груза гибким элементом стропы могут быть кольцевыми либо с петлями или звеньями на концах.

[ГОСТ 33715—2015, пункт 3.12]

3.1.18

строповочный элемент: Специальный элемент конструкции груза (проушина, цапфа, рым, петля), предназначенный для его зацепки.

[ГОСТ 33715—2015, пункт 3.14]

3.1.19 **точность регулирования, %:** Максимальное по абсолютной величине положительное или отрицательное отклонение выходного давления от заданного значения в пределах указанного рабочего диапазона расхода газа и входного давления.

3.1.20

траверса грузовая (траверса): СГП, у которого захваты присоединены к линейной, плоскостной или объемной конструкции, оснащенной устройством для навески на кран, и предназначенное для раздельного либо совмещенного выполнения функций, обеспечивающих неизменяемость формы груза, ориентацию груза, максимальную высоту подъема груза, строповку нескольких грузов, сокращение времени строповки, подъем и перемещение груза несколькими кранами.

[ГОСТ 33715—2015, пункт 3.16]

3.1.21 **узел измерений расхода газа;** УИРГ: Совокупность средств измерений и обработки результатов измерений, измерительных трубопроводов, вспомогательных и дополнительных устройств, которые предназначены для измерений, приведения измеренного объема газа к стандартным услови-

ям, контроля и регистрации его параметров, а также, при необходимости, определения его физико-химических показателей.

Примечание — Узел измерений расхода (объема) газа может быть выполнен в шкафном или блочном исполнении.

3.1.22 **фильтр-влагоотделитель:** Техническое устройство, с помощью которого происходит очистка и отделение газа от механических примесей и/или жидкости.

3.1.23 **шкафной пункт редуцирования газа;** ГРПШ: Пункт редуцирования газа, размещенный в шкафу из негорючих материалов.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ЕСКД — единая система конструкторской документации;
ЕСТД — единая система технологической документации;
КИП — контрольно-измерительные приборы;
НКПРП — нижний концентрационный предел распространения пламени;
ОК — отключающий клапан;
ПК — предохранительный клапан;
СГП — съемное грузозахватное приспособление;
DN — номинальный диаметр;
MIP — предельное максимальное давление;
TOP — временное рабочее давление.

4 Технические требования

4.1 Общие положения

4.1.1 Пункты редуцирования газа должны быть изготовлены в соответствии с конструкторской и технологической документацией предприятия-изготовителя, разработанной на основании настоящего стандарта с учетом требований ЕСКД и ЕСТД, и соответствовать национальной нормативной документации по порядку разработки и постановки продукции на производство.

Эксплуатационная документация ПРГ должна соответствовать ЕСКД и национальным нормативным документам[1)].

4.1.2 Конструкция ПРГ должна соответствовать требованиям настоящего стандарта, требованиям промышленной безопасности и соответствовать ГОСТ 15.309, ГОСТ 15.311, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.1.019, ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.063, ГОСТ 30331.3, ГОСТ 31610.0[2)] и ГОСТ IEC 61010-1.

4.1.3 Пункты редуцирования газа должны быть выполнены из материалов, обладающих коррозионной стойкостью, или иметь защитные покрытия, обеспечивающие коррозионную стойкость конструкции к воздействию окружающей среды с учетом природных условий эксплуатации, в том числе климатического исполнения по ГОСТ 15150, указанного в эксплуатационной документации на ПРГ.

4.1.4 Конструкция ГРПБ должна включать:

- транспортабельное сооружение блочного исполнения (далее — блок-контейнер), которое может иметь отдельные помещения (с обособленными выходами наружу), предназначенные для размещения линий редуцирования и систем инженерно-технического обеспечения;
- линии редуцирования;

---

1) В Российской Федерации также следует соблюдать требования ГОСТ Р 2.601—2019 «Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы» и ГОСТ Р 2.610—2019 «Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов».

2) В Российской Федерации также следует соблюдать требования Технического регламента «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870), ГОСТ 34670—2020 «Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования», ГОСТ Р 15.301—2016 «Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство», ГОСТ Р 12.3.047—2012 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля», ГОСТ Р 50571.29—2022 «Электроустановки низковольтные. Часть 5-55. Выбор и монтаж электрооборудования. Прочее оборудование».

- систему контроля загазованности по метану;
- систему контроля загазованности по оксиду углерода (CO) помещения, в котором расположено отопительное газоиспользующее оборудование (при наличии газового теплогенератора с открытой камерой сгорания);
- УИРГ (при необходимости);
- узел учета расхода энергоносителей (при необходимости);
- КАС (при необходимости);
- системы инженерно-технического обеспечения (при необходимости).

4.1.5 В ГРПБ допускается размещать линии редуцирования и системы инженерно-технического обеспечения в нескольких блок-контейнерах, в том числе объединенных в единое сооружение посредством демонтажа временных смежных ограждающих конструкций.

В состав ГРПБ могут входить блоки (узла учета расхода энергоносителей, вводно-распределительного устройства системы электроснабжения, КАС), устанавливаемые вне блок-контейнера.

4.1.6 Конструкция ГРПШ должна включать:
- шкаф, предназначенный для размещения в нем линий редуцирования;
- линии редуцирования;
- УИРГ (при необходимости);
- КАС (при необходимости);
- системы инженерно-технического обеспечения (при необходимости).

4.1.7 Конструкция ГРУ должна включать линии редуцирования, а также при необходимости:
- несущую конструкцию/конструкции (рама, каркас, опора и др.);
- УИРГ;
- КАС.

4.1.8 При разработке конструкции ПРГ следует предусматривать:
- удобное для обслуживания расположение технических устройств (включая КИП, КАС), систем инженерно-технического обеспечения, а также возможность их демонтажа для проведения ремонта за пределами ПРГ. Для ГРПБ и ГРУ расстояние по горизонтали и вертикали между параллельными рядами линий редуцирования — не менее 0,4 м в свету. Ширина основного прохода и дверных проемов в помещениях ГРПБ должна составлять не менее 0,8 м в свету;
- прочность и устойчивость конструкций при погрузочно-разгрузочных работах, транспортировании, монтаже и эксплуатации.

4.1.9 Выбирают тип трубопроводной арматуры и марки стали труб при разработке конструкторской документации на конкретный ПРГ исходя из условий эксплуатации и величины давления газа.

4.1.10 Пункты редуцирования газа должны быть транспортабельными, а их габариты (с учетом демонтажа съемных узлов) и масса должны обеспечивать возможность транспортировки по железной дороге и автомобильным транспортом по автодорогам всех категорий.

Допускается транспортировать ГРПБ отдельными блоками или сборочными единицами. В конструкции ПРГ должны быть предусмотрены кронштейны, опоры или другие крепления, которые обеспечивают прочность, устойчивость при транспортировании и сейсмических нагрузках (при их наличии).

4.1.11 Уровень шума, создаваемый линиями редуцирования внутри ГРПБ, в ГРПШ (при открытых дверях) или в помещении, в котором установлена ГРУ, не должен превышать 80 дБА.

4.1.12 Технические устройства и материалы, в том числе импортные, должны иметь разрешительные документы на применение в соответствии с законодательством о техническом регулировании[1)].

4.1.13 К эксплуатационной документации ПРГ должны быть приложены эксплуатационные документы на все покупные изделия. В эксплуатационной документации на ПРГ рекомендуется приводить ссылки на сайт или QR-код предприятия-изготовителя для скачивания эксплуатационной документации на покупные изделия.

[1)] В Российской Федерации разрешительные документы на применение технических устройств и материалов должны соответствовать Федеральному закону от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

4.1.14 Необходимость оснащения ГРПБ автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации определяют в соответствии с национальной нормативной документацией[1)]. ГРПБ должны быть оснащены первичными средствами пожаротушения.

4.2 Линии редуцирования

4.2.1 В состав линии редуцирования должен входить регулятор давления газа, а также (в различных сочетаниях):

- предохранительная арматура (ПК);
- отключающая арматура (ОК);
- устройство очистки газа;
- запорная арматура;
- продувочные, сбросные и импульсные газопроводы;
- УИРГ для коммерческого или технологического учета газа;
- контрольно-измерительные приборы.

Линия редуцирования может быть дополнительно оснащена регулятором-монитором.

При применении комбинированного или модульного регулятора давления газа с встроенной предохранительной и/или отключающей арматурой (ПК и/или ОК) дополнительная установка предохранительной и/или отключающей арматуры не требуется.

4.2.2 Число линий редуцирования ПРГ определяют исходя из требуемой пропускной способности и выходного давления газа. В ГРПШ и ГРУ число рабочих линий редуцирования рекомендуется предусматривать не более двух[2)].

Для обеспечения непрерывности подачи газа в ПРГ может быть предусмотрена резервная линия редуцирования. Резервная линия редуцирования должна быть идентична рабочей линии редуцирования по пропускной способности. Состав резервной линии редуцирования должен соответствовать рабочей линии редуцирования или обеспечивать аналогичный уровень безопасности. Резервная линия редуцирования должна иметь возможность включения в работу (при необходимости автоматически) при неисправности рабочей линии.

В ГРПШ пропускной способностью до 400 $м^3$/ч допускается применение съемной резервной линии редуцирования с регулятором давления газа и отключающей арматурой.

Решение о применении обводных газопроводов (байпасов) в ПРГ принимают в соответствии с национальной нормативной документацией[3)].

4.2.3 Регуляторы давления газа, предохранительная и отключающая арматура должны обеспечивать заданный диапазон выходного давления.

Диапазоны настройки технических устройств должны быть указаны в эксплуатационной документации на ПРГ.

4.2.4 Конструкция линий редуцирования и их пропускная способность должны быть определены на основании гидравлического расчета и/или результатов испытаний. Значения пропускной способности ПРГ в целом и каждой рабочей линии редуцирования должны быть указаны в эксплуатационной документации на ПРГ.

При наличии резервной(ых) линии(ий) редуцирования ее(их) пропускную способность в эксплуатационной документации не указывают.

4.2.5 Конструкция линий редуцирования должна обеспечивать герметичность и прочность при рабочем и испытательном давлении, указанном в конструкторской документации на ПРГ.

4.2.6 В ПРГ должна быть предусмотрена компенсация температурных деформаций газопроводов (за счет использования поворотов газопроводов или компенсаторов).

[1)] В Российской Федерации необходимость оснащения ГРПБ автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации определяют в соответствии с СП 486.1311500.2020 «Системы противопожарной защиты. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и системами пожарной сигнализации. Требования пожарной безопасности».

[2)] Газопровод, предназначенный для подачи газа к отопительному оборудованию ПРГ, не учитывают при определении числа линий редуцирования.

[3)] В Российской Федерации применение обводных газопроводов (байпасов) в ПРГ запрещено в соответствии с Техническим регламентом «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления» (утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870).

4.2.7 Один фильтр может устанавливаться для двух и более линий редуцирования с одинаковым входным давлением.

4.2.8 Продувочные и сбросные газопроводы должны:

- иметь минимальное число поворотов;
- выводиться за пределы ГРПБ, ГРПШ, ГРУ (ГРУ должны быть оснащены патрубками для присоединения продувочных и сбросных газопроводов) вертикально вверх;
- быть надежно закреплены.

На продувочном и сбросном газопроводе допускается предусматривать возможность отбора проб после запорной арматуры (установка штуцера с краном). Конструкция оголовка продувочных и сбросных газопроводов должна предотвращать попадание атмосферных осадков в продувочный и сбросной газопроводы. При переходе продувочного или сбросного газопровода из горизонтального положения в вертикальное рекомендуется предусматривать устройство для слива конденсата.

Допускается объединять продувочные газопроводы одинакового давления в общий продувочный газопровод. Объединение продувочных и сбросных газопроводов, а также продувочных газопроводов разных давлений не допускается.

Номинальный диаметр сбросного газопровода должен быть не менее номинального диаметра выходного патрубка предохранительной арматуры.

Номинальный диаметр продувочного газопровода должен быть не менее *DN 20*.

4.2.9 Конструкция линий редуцирования (при наличии резервной линии, в том числе съемной) должна обеспечивать возможность настройки параметров регулятора давления газа, предохранительной и отключающей арматуры и проверки герметичности при их закрытии без отключения подачи газа потребителю или изменении значения давления газа, выходящего за допустимые пределы.

4.2.10 На линиях редуцирования после первой и перед последней запорной арматурой должна быть обеспечена возможность установки поворотных заглушек. На линиях редуцирования с установленной запорной арматурой в бесфланцевом (приварном) исполнении должна быть обеспечена возможность установки заглушек в соответствии с национальной нормативной документацией[1)].

4.2.11 Место отбора импульса для регулятора давления газа, отключающей и предохранительной арматуры должно быть принято в соответствии с их эксплуатационной документацией и размещено в зоне установившегося потока газа за пределами турбулентных воздействий (за исключением арматуры с конструктивным внутренним отбором импульса).

4.2.12 Отбор импульса рекомендуется выполнять внутри шкафа или блок-контейнера. Место отбора импульса рекомендуется располагать после регулятора давления газа на прямолинейном участке выходного газопровода, на расстоянии не менее *4 DN* от предшествующего и не менее *2 DN* перед следующим источником местного сопротивления.

Места отбора импульсов, если они находятся за пределами шкафа или блок-контейнера, должны быть указаны в эксплуатационной документации на ГРПШ или ГРПБ.

4.2.13 У каждого технического устройства, в том числе в составе комбинированного или модульного регулятора давления газа и регулятора-монитора, должны быть собственные импульсные линии (объединять импульсные линии не допускается). Для каждой линии редуцирования отборы импульсов для установленных на ней технических устройств рекомендуется осуществлять из одного и того же коллектора.

4.2.14 Для исключения скопления и замерзания конденсата в импульсных трубках их подсоединение предусматривают на верхней образующей трубы.

Расположение предохранительной арматуры, требующей настройки выходных параметров, а также продувочные и сбросные газопроводы рекомендуется предусматривать после места отбора импульса.

4.3 Конструкция блок-контейнера блочного газорегуляторного пункта

4.3.1 Конструкция блок-контейнера должна обеспечивать функционирование и сохранность размещенных в нем технических устройств и систем инженерно-технического обеспечения.

4.3.2 Блок-контейнеры должны иметь строповочные элементы, соответствующие требованиям ГОСТ 13716, ГОСТ 4751 и национальной нормативной документации.

[1)] В Российской Федерации на линиях редуцирования с установленной запорной арматурой в бесфланцевом (приварном) исполнении должна быть обеспечена возможность установки заглушек в соответствии с ГОСТ 34670—2020 «Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования» (пункт 8.1.10).

Строповочные элементы должны быть рассчитаны на статические и динамические нагрузки и обеспечивать надежную фиксацию строп и траверс грузовых для обеспечения безопасности выполнения погрузки и разгрузки ГРПБ в полностью собранном виде.

Места расположения строповочных элементов должны быть обозначены на наружной поверхности ГРПБ.

Строповочные элементы должны иметь конфигурацию:

- позволяющую применить стропы и траверсы грузовые при недопущении их соскальзывания и крена ГРПБ;
- не допускающую повреждения частей ГРПБ стропами и траверсами грузовыми.

Схема строповки должна быть указана в эксплуатационной документации на ГРПБ.

4.3.3 Конструкция блок-контейнера должна обеспечивать удобство обслуживания технических устройств, включая их настройку, ремонт и разборку, а также замену фильтрующих элементов.

4.3.4 Конструкция блок-контейнера должна обеспечивать механическую безопасность и должна быть разработана с учетом:

- температуры наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92;
- расчетной снеговой и ветровой нагрузок;
- сейсмической нагрузки (при размещении в районах с сейсмичностью площадки строительства свыше 6 баллов по 12-балльной шкале сейсмической интенсивности MSK-64 по ГОСТ 30546.1).

4.3.5 Конструкция блок-контейнера должна предусматривать совмещенную кровлю.

4.3.6 Конструкция блок-контейнера в закрытом состоянии должна обеспечивать защиту внутреннего пространства от попадания внутрь дождевой воды и снега.

Зазоры в конструкции блок-контейнера для пропуска газопроводов и систем инженерно-технического обеспечения должны быть уплотнены материалом, предотвращающим попадание атмосферных осадков во внутреннее пространство, и, при необходимости, утеплены. Уплотнительные материалы должны быть негорючими и стойкими к воздействию окружающей среды.

4.3.7 Энергетическая эффективность конструкции блок-контейнера достигается за счет применения теплозащиты, обеспечивающей выполнение требований к:

- сопротивлениям теплопередаче отдельных элементов ограждающих конструкций блок-контейнера (должны быть не менее нормируемых значений);
- температурам внутренних поверхностей ограждающих конструкций (должны быть не менее температуры точки росы внутреннего воздуха и минимально допустимых значений при расчетной температуре наружного воздуха).

4.3.8 Сварные соединения по своим физико-механическим свойствам должны соответствовать основному материалу свариваемых конструкций.

Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений конструкций должны соответствовать ГОСТ 5264, ГОСТ 11534, ГОСТ 14771, ГОСТ 14776, ГОСТ 11533, ГОСТ 14806, ГОСТ 16038.

4.3.9 Несущие конструкции блок-контейнера должны обеспечивать степень огнестойкости и класс конструктивной пожарной опасности в соответствии с национальной нормативной документацией[1)].

4.3.10 Допускается применение облицовки фасадных наружных конструкций изделиями или материалами, стойкими к воздействию окружающей среды.

4.3.11 В ГРПБ могут быть следующие типы помещений:

- технологическое, где располагаются линии редуцирования;
- отопительное, где располагается тепловой пункт или теплогенератор;
- для размещения КИП, КАС, оборудования электроснабжения.

Допускается объединять отопительное помещение и помещение для размещения КИП, КАС, оборудования электроснабжения в одно помещение.

4.3.12 Высоту помещений блок-контейнера (в том числе в местах прохода персонала) принимают в соответствии с национальной нормативной документацией[2)].

Габаритные размеры помещений блок-контейнера должны обеспечивать выполнение требований, указанных в 4.1.8.

[1)] В Российской Федерации несущие конструкции блок-контейнера должны соответствовать СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям».

[2)] В Российской Федерации высоту помещений блок-контейнера принимают в соответствии с СП 56.13330.2021 «Производственные здания».

4.3.13 Помещение для размещения линий редуцирования должно отвечать требованиям, предъявляемым к помещениям категории А по взрывопожарной опасности. Другие помещения ГРПБ должны отвечать требованиям по взрывопожарной опасности в зависимости от их назначения[1)].

4.3.14 Взрывоустойчивость блок-контейнера ГРПБ обеспечивают установкой легкосбрасываемых конструкций в соответствии с национальной нормативной документацией[2)].

Для обеспечения взрывобезопасности помещений для размещения линий редуцирования следует предусматривать:

а) искробезопасные и противопожарные двери, имеющие соответствующие подтверждающие документы[3)];

б) окна, конструкция которых должна исключать возможность искрообразования;

в) возведение между помещениями для размещения линий редуцирования и другими помещениями газонепроницаемых стен или перегородок в соответствии с национальной нормативной документацией[4)]. Класс пожарной опасности строительных конструкций должен быть не ниже К0.

Покрытия пола в помещении для размещения линий редуцирования должны соответствовать национальной нормативной документации[5)] и быть ровными и нескользкими.

4.3.15 Окна и двери должны быть оборудованы приспособлениями, защищающими от самооткрывания. Двери должны открываться наружу с фиксацией в открытом положении и запираться ключом снаружи. Допускается предусматривать возможность установки дополнительного запирающего устройства (при необходимости).

Двери изнутри запираться не должны.

4.3.16 Места примыкания конструкций, отделяющих помещения категории А по взрывопожарной опасности от других помещений, отверстия в газонепроницаемой перегородке для пропуска коммуникаций и вводы систем инженерно-технического обеспечения должны быть герметизированы.

4.4 Конструкция шкафа шкафного пункта редуцирования газа

4.4.1 Конструкция шкафа должна обеспечивать функционирование и сохранность размещенных в нем технических устройств и систем инженерно-технического обеспечения.

4.4.2 Конструкция шкафа должна быть разработана с учетом:

- температуры наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92;
- марки стали элементов конструкции шкафа;
- расчетной снеговой и ветровой нагрузок;
- сейсмической нагрузки (при размещении в районах с сейсмичностью площадки строительства свыше 6 баллов по 12-балльной шкале сейсмической интенсивности MSK-64 по ГОСТ 30546.1).

4.4.3 Шкаф, в том числе утеплитель (при его применении), должен быть выполнен из негорючих материалов. В холодный период года температурный режим внутри шкафа должен обеспечивать работоспособность технических устройств в соответствии с требуемыми параметрами и эксплуатационной документацией предприятия-изготовителя на них.

---

1) В Российской Федерации помещение для размещения линий редуцирования должно соответствовать СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха», СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» и СП 7.13130.2013 «Отопление, вентиляция и кондиционирование. Требования пожарной безопасности».

2) В Российской Федерации взрывоустойчивость блок-контейнера ГРПБ обеспечивают установкой легкосбрасываемых конструкций в соответствии с ГОСТ 34670—2020 «Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования» (пункт 6.1.4).

3) В Российской Федерации искробезопасные и противопожарные двери должны иметь подтверждающие документы в соответствии с Федеральным законом от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

4) В Российской Федерации требования к противопожарным перегородкам и стенам — в соответствии с СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям» (пункты 6.1.47, 6.7.10).

5) В Российской Федерации покрытия пола в помещении для размещения линий редуцирования должны соответствовать ГОСТ 34670—2020 «Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования» (пункт 6.1.7).

4.4.4 Допускается применение облицовки фасадных наружных строительных конструкций изделиями, стойкими к воздействию окружающей среды. Срок службы антикоррозионного покрытия должен составлять не менее 20 лет при отсутствии нарушений условий эксплуатации.

4.4.5 Конструкция шкафа в закрытом состоянии должна обеспечивать защиту внутреннего пространства от попадания внутрь дождевой воды и снега.

Отверстия в шкафу для прохода газопроводов и систем инженерно-технического обеспечения должны быть уплотнены материалом, предотвращающим попадание атмосферных осадков во внутреннее пространство, и, при необходимости, утеплены.

Уплотнительные и теплоизоляционные материалы должны быть стойкими к воздействию окружающей среды.

4.4.6 Конструктивные элементы шкафа не должны иметь острых кромок, забоин, задиров и других механических повреждений.

4.4.7 Конструктивные элементы шкафа рекомендуется соединять сваркой.

4.4.8 Шкафные пункты редуцирования газа массой более 30 кг должны иметь строповочные элементы, соответствующие требованиям ГОСТ 13716, ГОСТ 4751 и национальной нормативной документации.

Строповочные элементы должны быть рассчитаны на статические и динамические нагрузки и обеспечивать надежную фиксацию строп и траверс грузовых для обеспечения безопасности выполнения погрузки и разгрузки ГРПШ в полностью собранном виде.

Места расположения строповочных элементов должны быть обозначены на наружной поверхности ГРПШ.

Строповочные элементы должны иметь конфигурацию:

- позволяющую применить стропы и траверсы грузовые при недопущении их соскальзывания и крена ГРПШ;
- не допускающую повреждения частей ГРПШ стропами и траверсами грузовыми.

Схема строповки должна быть указана в эксплуатационной документации на ГРПШ.

4.4.9 Конструкция шкафа должна обеспечивать удобство обслуживания технических устройств, в том числе настройку, ремонт и разборку технических устройств, замену фильтрующих элементов.

Двери должны быть оборудованы приспособлениями, защищающими от самооткрывания, запираться ключом и обеспечивать фиксацию в открытом положении.

Двери должны быть оборудованы запирающими устройствами, обеспечивающими фиксацию в верхней и нижней точках. Допускается предусматривать возможность установки дополнительного запирающего устройства (при необходимости).

4.4.10 Габаритные размеры шкафа должны обеспечивать удобство настройки, обслуживания и ремонта оборудования, расположенного внутри шкафа.

4.4.11 Внутри шкафа предусматривают место хранения эксплуатационной документации, обеспечивающее защиту от попадания влаги.

4.5 Трубопроводная арматура

4.5.1 Применение трубопроводной арматуры из серого чугуна не допускается.

4.5.2 Герметичность затвора запорной, отключающей, предохранительной арматуры, регулятора давления газа и регулятора-монитора должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544.

4.5.3 Запорная арматура

4.5.3.1 Запорная арматура должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.063[1)].

4.5.3.2 Недопустимо применение натяжных пробковых кранов, в том числе трехходовых пробковых кранов перед манометрами.

4.5.3.3 Не допускается применение запорной арматуры для редуцирования давления газа.

4.5.3.4 Маховик запорной арматуры с ручным приводом или рукоятку располагают на высоте не более 1,8 м от уровня покрытия пола ГРПБ. При установке запорной арматуры на вертикальном участке газопровода расстояние принимают от оси маховика или конца рукоятки. Расстояние между выступающими частями запорной арматуры, установленной на двух газопроводах, расположенных рядом,

[1)] В Российской Федерации запорная арматура должна также соответствовать требованиям ГОСТ Р 56001—2014 «Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия».

должно составлять не менее 0,05 м, между маховиками и рукоятками — не менее 0,1 м. На маховиках (рукоятках) запорной арматуры должны быть указаны направления открытия и закрытия.

4.5.4 Регулятор давления газа и регулятор-монитор

4.5.4.1 Регулятор давления газа и регулятор-монитор должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.063, ГОСТ 4666, ГОСТ 11881[1)] и обеспечивать функционирование ПРГ в соответствии с требуемыми параметрами.

4.5.4.2 Регулировочные элементы для изменения параметров настройки должны:

- быть размещены в зоне доступа обслуживающего персонала;
- иметь защиту от самопроизвольного или непреднамеренного изменения регулировки в процессе эксплуатации.

4.5.4.3 Регулятор-монитор должен обеспечивать автоматическое поддержание давления газа в заданных пределах.

4.5.4.4 Технические характеристики регулятора-монитора должны соответствовать требованиям, предъявляемым к регуляторам давления газа.

4.5.4.5 Регулятор давления газа и регулятор-монитор должны обеспечивать:

- заявленную предприятием-изготовителем точность регулирования на выходе из ПРГ. Класс точности следует выбирать из ряда: 2,5; 5; 10. Допускается выбирать регулятор давления газа более высокого класса точности;
- постоянную времени по ГОСТ 11881—76 (пункт 4.7) со значением, выбранным из ряда: 2,5; 5; 10; 16; 25; 40 с;
- давление закрытия, не превышающее 20 % от настройки регулятора давления газа. Класс давления закрытия следует выбирать из ряда: 2,5; 5; 10; 16; 20.

4.5.5 Предохранительная и отключающая арматура

4.5.5.1 Предохранительная арматура на линии редуцирования должна обеспечивать сброс газа из газопровода при превышении заданного значения давления газа.

Отключающая арматура на линии редуцирования должна обеспечивать отключение подачи газа при повышении и понижении заданного значения давления газа.

В качестве отключающей арматуры применяют ОК. Время срабатывания — не более 1 с.

4.5.5.2 Отклонение давления начала открытия предохранительной арматуры от заданного значения давления настройки следует выбирать из ряда: 1,6 %; 2,5 %; 5 %; 10 %.

Отклонение давления закрытия предохранительной арматуры от давления начала открытия следует выбирать из ряда: 1,6 %; 2,5 %; 5 %; 10 %.

Отклонение давления срабатывания отключающей арматуры на высоком и среднем давлении должно составлять не более +/– 5 % от заданного значения давления настройки. Для отключающей арматуры при давлении в газопроводе не более 0,005 МПа допускается отклонение давления срабатывания не более +/– 10 %. Значение отклонения давления срабатывания следует выбирать из ряда: 1,6 %; 2,5 %; 5 %; 10 %.

4.5.5.3 Для двух и более линий редуцирования с одинаковым выходным давлением и объединенных в один газопровод допускается использовать одну единицу предохранительной арматуры.

4.5.5.4 Регулировочные элементы для изменения параметров настройки должны:

- быть размещены в зоне доступа обслуживающего персонала;
- иметь защиту от самопроизвольного или непреднамеренного изменения регулировки в процессе эксплуатации.

4.5.5.5 Установка открытой рычажной системы управления на отключающей арматуре не допускается.

[1)] В Российской Федерации регуляторы давления должны также соответствовать ГОСТ Р 56001—2014 «Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия», ГОСТ Р 58423—2019 «Регуляторы давления газа для давления на входе не выше 10 МПа» и ГОСТ Р 54824—2019 «Предохранительные устройства для станций и установок регулирования давления газа. Устройства защитного отключения газа для давления на входе до 10 МПа».

4.6 Узел измерений расхода газа

4.6.1 Узел измерений расхода газа должен обеспечивать измерение количества газа во всем диапазоне расхода с погрешностью, установленной национальной нормативной документацией[1)].

4.6.2 В составе УИРГ рекомендуется предусматривать обводной газопровод (байпас) и КАС (при необходимости) для сбора, контроля и передачи информации, в том числе корректор объема расхода газа в зависимости от фактических значений температуры и давления газа.

4.6.3 Узел измерений расхода газа должен обеспечивать возможность включения его в АСУ ТП РГ или автоматизированную систему коммерческого учета газа (в зависимости от коммерческого или технологического использования) для сбора и передачи информации о количестве потребленного газа, а также контроля состояния (самодиагностики) УИРГ.

4.6.4 Диаметр узла измерений расхода газа должен соответствовать диаметру газопровода, на котором он установлен, и рассчитанному по 4.2.4.

4.6.5 Узел измерений расхода газа должен быть защищен от несанкционированного доступа. Устойчивость к внешним воздействиям и прочность УИРГ должны соответствовать требованиям национальной нормативной документации[2)].

4.6.6 Узел измерений расхода газа должен быть во взрывозащищенном исполнении и соответствовать климатическому исполнению ПРГ.

4.6.7 Учет газа, потребляемого на обогрев ГРПБ или ГРПШ (собственные нужды), осуществляют в соответствии с национальной нормативной документацией[3)]. Узел измерений расхода газа устанавливают на отдельном газопроводе, оснащенном запорной арматурой и регулятором давления газа (при необходимости). Узел измерений расхода газа, установленный для учета собственных нужд, может быть оснащен собственным КАС или объединен с общим КАС ПРГ.

4.6.8 Первичный преобразователь давления газа выбирают исходя из требований по степени очистки газа, обеспечиваемой устройством очистки газа линии редуцирования.

4.6.9 Если необходимая степень очистки газа обеспечивается устройством очистки газа линии редуцирования, то дополнительные устройства очистки газа в УИРГ допускается не применять.

4.7 Устройство очистки газа

4.7.1 Необходимость устройства очистки газа в ПРГ определяют в соответствии с национальной нормативной документацией[4)]. Допустимый перепад давления газа на устройстве очистки газа (фильтрующем элементе) устанавливает предприятие-изготовитель и указывает в эксплуатационной документации на ПРГ.

4.7.2 Устройства очистки газа должны обеспечивать тонкость фильтрации не более 80 мкм.

4.7.3 Фильтрующие материалы не должны образовывать с газом химических соединений и разрушаться от его воздействия.

4.7.4 В нижней точке корпуса устройства очистки газа (цилиндрической обечайки с фильтрующим элементом) должно быть предусмотрено дренажное отверстие (или штуцер) для отвода частиц, механических примесей и газового конденсата. Дренажное отверстие (или штуцер) должно быть оснащено заглушкой. Присоединительные размеры дренажного отверстия (штуцера) должны обеспечивать возможность установки крана шарового при необходимости отвода конденсата в дренажную емкость.

[1)] В Российской Федерации УИРГ должен обеспечивать соблюдение обязательных метрологических требований к измерениям в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

[2)] В Российской Федерации устойчивость и прочность к внешним воздействиям УИРГ должна соответствовать ГОСТ Р 8.993—2020 «Государственная система обеспечения единства измерений. Общие требования к средствам измерений расхода и объема газа».

[3)] В Российской Федерации учет газа осуществляется в соответствии с Федеральным законом от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» и постановлением Правительства Российской Федерации от 5 февраля 1998 г. № 162 «Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации».

[4)] В Российской Федерации необходимость устройства очистки газа в ПРГ определяют в соответствии с ГОСТ 34670—2020 «Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования» (пункт 7.9).

4.7.5 При установке фильтра-влагоотделителя должны быть дополнительно предусмотрены приспособления для контроля уровня жидкости.

4.8 Разъемные соединения

4.8.1 Фланцевые и резьбовые соединения должны соответствовать требованиям ГОСТ 33259, ГОСТ 5890, ГОСТ 2822, ГОСТ 6357, ГОСТ 9150, ГОСТ 10549, ГОСТ 16093 и ГОСТ 24705 соответственно.

Соединения, отличающиеся от стандартных по размерам и конструкции, подлежат расчету на прочность с учетом условий эксплуатации.

4.8.2 Для соединения фланцев газопроводов и технических устройств, работающих при температуре рабочей среды ниже минус 40 °С, независимо от давления следует применять шпильки.

4.8.3 Гайки болтов необходимо располагать с одной стороны фланцевого соединения. Длина концов болтов и шпилек, выступающих за гайками, должна быть не менее одного и не более трех витков резьбы с полным профилем.

4.8.4 Технологические отверстия, соединяющие газовые каналы технических устройств и линий редуцирования с атмосферой, должны быть закрыты металлическими заглушками.

Примечание — Технологические отверстия предназначены для контроля герметичности или отсутствия газа в обособленных частях регуляторов давления газа, на их пилотах, штуцерах для съемной линии редуцирования, штуцере для настройки предохранительной арматуры и т. п.

4.8.5 Выбор марок сталей для крепежных деталей следует осуществлять в зависимости от их рабочих условий. Материалы крепежных деталей следует выбирать с коэффициентом линейного расширения, близким по значению к коэффициенту линейного расширения материала фланца.

4.8.6 Резьба на деталях газопровода и крепежных изделиях должна соответствовать требованиям ГОСТ 6357, ГОСТ 9150, ГОСТ 10549, ГОСТ 16093 и ГОСТ 24705.

4.8.7 Применение крепежных деталей и заглушек без антикоррозионного покрытия не допускается.

4.8.8 Уплотнительные материалы должны обеспечивать герметичность разъемных соединений до их разборки, во время проведения ремонтных и/или регламентных работ.

4.8.9 Крепежные детали и уплотнительные материалы не должны допускать потерю герметичности разъемных соединений вследствие вибрации при транспортировании и эксплуатации ПРГ.

4.8.10 Присоединение газопроводов, технических устройств, заглушек и КИП номинальным диаметром не более *DN 40* допускается резьбовым.

Конструкция резьбового соединения должна обеспечивать его герметичность в процессе эксплуатации и транспортировки.

Применение муфтовых соединений газопроводов (через сгон и муфту) не допускается, за исключением муфтовых соединений газопроводов, не находящихся под воздействием избыточного давления (на сбросных, продувочных газопроводах), а также муфтовых соединений трубопроводов систем инженерно-технического обеспечения.

4.8.11 Применение метрической резьбы на импульсных газопроводах технических устройств из алюминиевых сплавов не допускается.

4.9 Газопроводы

4.9.1 Газопроводы следует изготавливать из стальных труб. Допускается применение медных труб для импульсных газопроводов и подключения КИП. Выбор марки стали труб, толщины стенки и деталей газопроводов необходимо осуществлять в зависимости от рабочих параметров, коррозионных и эрозионных свойств среды по нормативным документам применительно к действующему сортаменту труб и температуры эксплуатации.

Соединительные детали должны соответствовать требованиям ГОСТ 6527, ГОСТ 8969, ГОСТ 17375, ГОСТ 17376, ГОСТ 17378 — ГОСТ 17380, ГОСТ 30753 и ГОСТ 33259. Допускается применение соединительных деталей, изготавливаемых в соответствии с документацией предприятия-изготовителя, при условии аттестации технологии изготовления в соответствии с национальной нормативной документацией.

4.9.2 Прокладку газопроводов следует предусматривать открытой.

Соединения труб должны быть неразъемными (сварными). Для присоединения технических устройств, КИП, а также импульсных трубопроводов допускается применять разъемные соединения.

Сварные соединения по своим физико-механическим свойствам должны соответствовать основному материалу свариваемых труб.

Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений газопроводов должны соответствовать ГОСТ 16037.

Неразрушающий контроль сварных соединений газопроводов проводят радиографическим и ультразвуковым методами в соответствии с требованиями национальной нормативной документации[1)]. Ультразвуковой метод контроля применяют при условии проведения выборочной проверки не менее 10 % стыков радиографическим методом. Сварные стыковые соединения *DN* 15 и более должны проходить 100 %-ный контроль физическими методами.

Капиллярному или магнитопорошковому контролю при необходимости следует подвергать сварные швы, не доступные для осуществления контроля радиографическим или ультразвуковым методом, а также сварные швы, склонные к образованию трещин при сварке.

4.9.3 Расстояния между разъемными соединениями и отверстиями в стенах, перегородках и кровле должны приниматься с учетом возможности сборки и разборки соединения.

Размещение соединений, в том числе сварных, в пересекаемых конструкциях не допускается.

4.9.4 Газопроводы следует монтировать на опорах. Расстояние от кольцевого сварного соединения до края опоры должно обеспечить возможность его контроля за его состоянием в процессе эксплуатации, но не менее 50 мм.

На газопроводе, не закрепленном на опоре, допускается монтировать над опорой штуцер, бобышку и т. п.

4.9.5 Опоры должны быть рассчитаны на вертикальные нагрузки от веса газопровода с установленными на нем техническими устройствами и КИП и динамические нагрузки, возникающие при транспортировке, а также воздействия, передаваемые на них при перемещениях газопровода, вызванных изменением его температуры при эксплуатации.

Прикрепление опор и крепежных элементов (хомутов, скоб и т. д.) к техническим устройствам или их элементам (корпусные детали, входные и выходные патрубки, фланцы и т. д.), а также использование технических устройств в качестве опор не допускается, за исключением запорной арматуры и устройств очистки газа, конструкцией которых предусмотрены собственные опоры.

4.9.6 Расстояние от фланца до опоры, стены, перегородки или кровли должно быть достаточным для обслуживания фланцевого соединения, но не менее 50 мм.

4.9.7 Расстояние между соседними поперечными стыковыми сварными соединениями принимают не менее 50 мм.

Расстояние от начала изгиба трубы до края стыкового сварного шва или углового сварного шва принимают не менее номинального диаметра трубы, но не менее 50 мм.

Длина прямого участка между сварными швами двух соседних изгибов должна составлять не менее 100 мм при *DN* до 150 мм включительно и не менее 200 мм при *DN* свыше 150 мм. При применении крутоизогнутых отводов допускается располагать сварные соединения в начале изогнутого участка.

4.9.8 Приварка штуцеров, бобышек, муфт, труб и других деталей в местах расположения сварных швов не допускается. Расстояние до сварного соединения принимают не менее 50 мм.

4.10 Контрольно-измерительные приборы, контрольная арматура, автоматизация и сигнализация

4.10.1 Виды измеряемых параметров (давление, температура, расход), методы измерения, места установки датчиков и отборных устройств должны быть определены в конструкторской документации исходя из условия безопасности и надежности эксплуатации.

4.10.2 Перед КИП, предназначенными для измерения давления газа, устанавливают контрольную арматуру.

Контрольная арматура должна обеспечивать сброс (уравнивание) давления газа перед КИП без его демонтажа.

На входном газопроводе перед контрольной арматурой и/или импульсными газопроводами к КИП рекомендуется устанавливать краны шаровые под приварку.

[1)] В Российской Федерации контроль сварных соединений проводят радиографическим методом по ГОСТ 7512—82 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод» и ультразвуковым — по ГОСТ Р 55724—2013 «Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».

4.10.3 Компоненты автоматизированной системы ПРГ должны обеспечивать в различных сочетаниях:

- измерение давления газа на входном и на выходном газопроводе ПРГ;
- измерение (контроль) перепада давления на устройстве очистки газа (фильтрующих элементах);
- измерение (контроль) концентрации метана (CH_4) в воздухе технологического помещения ГРПБ;
- измерение (контроль) концентрации метана (CH_4) в воздухе отопительного помещения ГРПБ;
- измерение (контроль) концентрации оксида углерода (CO), при необходимости, в воздухе отопительного помещения ГРПБ;
- измерение температуры воздуха в технологическом и отопительном помещениях ГРПБ;
- измерение температуры воздуха в шкафу ГРПШ (при наличии системы отопления);
- измерение (контроль) давления между регулятором давления и регулятором-монитором (при возможности);
- контроль положения отключающего клапана (при возможности);
- контроль положения дверей;
- контроль несанкционированного (санкционированного) доступа;
- контроль и управление электромагнитным клапаном системы отопления.

КАС ПРГ должен интегрироваться в АСУ ТП РГ, данные должны передаваться в диспетчерский пункт.

При необходимости могут применяться дополнительные функции.

В КАС могут входить другие устройства, предназначенные для решения задач дистанционного управления технологическим процессом.

4.10.4 Структура КАС должна иметь открытую модульную архитектуру, позволяющую осуществлять ее модернизацию, ремонт и расширение функциональных возможностей в процессе эксплуатации.

4.10.5 В ПРГ предусматривают закладные конструкции и кронштейны для монтажа КАС (шкафов, датчиков, сигнализаторов), прокладки кабельных линий.

4.10.6 Первичные преобразователи, электрические КИП, сигнализаторы, в том числе охранные, а также электромагнитные клапаны, устанавливаемые в ГРПШ или технологическом помещении ГРПБ, должны иметь уровень взрывозащиты, соответствующий категории технологического помещения. Вторичную аппаратуру (располагаемую не на газопроводах ПРГ) при отсутствии взрывозащиты размещают в отдельном помещении (отопительном, для размещения КИП, КАС, оборудования электроснабжения) вне взрывоопасной зоны.

Допускается размещать КАС для ГРПБ или ГРПШ за пределами блок-контейнера или шкафа в отдельном боксе (шкафу).

4.10.7 Компоненты автоматизированной системы должны быть защищены от несанкционированного вмешательства ограничением доступа к КАС (запирание дверей, крышек КАС на замок и т. д.).

4.10.8 В ПРГ, оснащенных датчиками давления с цифровым дисплеем, допускается не устанавливать стрелочные манометры. При этом:

- КАС должен иметь резервный источник электроснабжения;
- должна быть предусмотрена возможность применения съемных (переносных) манометров.

4.10.9 В ГРПБ на газопроводе к отопительному газоиспользующему оборудованию следует устанавливать электромагнитный клапан, включенный в систему контроля загазованности по метану (CH_4) и оксиду углерода (CO). Допускается дополнительная установка термозапорного клапана. При оснащении ГРПБ КАС в нем должны быть реализованы функции контроля загазованности и управления электромагнитным клапаном с передачей сигнала о его закрытии на пульт диспетчера.

Электромагнитный клапан должен обеспечивать прекращение подачи газа к теплогенератору при достижении в воздухе помещения, где он расположен, концентрации природного газа свыше 10 % НКПРП и оксида углерода (CO) более 20 мг/м^3.

4.11 Отопление и вентиляция

4.11.1 Отопление и вентиляция блочного газорегуляторного пункта

4.11.1.1 При наличии системы отопления она должна обеспечивать в помещениях ГРПБ в холодный период года и переходных условиях температурный режим, соответствующий климатическому исполнению технических устройств, но не менее 5 °С.

4.11.1.2 Система отопления должна обеспечивать автоматическое поддержание температуры воздуха в помещениях в зависимости от температуры наружного воздуха.

4.11.1.3 Отопление помещений ГРПБ может осуществляться от:

- централизованного источника тепла (от водяных тепловых сетей систем теплоснабжения) через индивидуальный тепловой пункт;
- теплогенератора, работающего на природном газе;
- электрического теплогенератора.

4.11.1.4 Применение газоиспользующего оборудования в технологическом помещении ГРПБ не допускается.

Применение инфракрасных излучателей в ПРГ не допускается.

4.11.1.5 Максимальная температура на теплоотдающей поверхности оборудования систем отопления не должна превышать 110 °С.

4.11.1.6 Индивидуальный тепловой пункт при централизованном теплоснабжении или теплогенератор следует размещать в помещении, отделенном от других помещений противопожарной стеной или перегородкой в соответствии с национальной нормативной документацией[1)].

4.11.1.7 В индивидуальном тепловом пункте следует размещать технологические устройства, приборы контроля управления и автоматизации.

4.11.1.8 Прокладка трубопроводов систем отопления должна быть открытой.

4.11.1.9 Сварные соединения по своим физико-механическим свойствам должны соответствовать основному материалу свариваемых труб.

4.11.1.10 Типы, конструктивные элементы и размеры сварных соединений трубопроводов должны соответствовать ГОСТ 16037.

4.11.1.11 Расстояния между фланцевыми, резьбовыми соединениями и отверстиями в стенах, перегородках, кровле следует принимать с учетом возможности сборки и разборки соединения с применением механизированного инструмента.

4.11.1.12 Размещение соединений, в том числе сварных, в пересекаемых конструкциях не допускается.

4.11.1.13 Опоры под трубопровод должны быть рассчитаны на вертикальные нагрузки веса трубопровода с транспортируемой средой, а также нагрузки, возникающие при тепловом расширении трубопровода.

4.11.1.14 В электрической системе отопления следует применять теплогенераторы во взрывозащищенном исполнении (при размещении их в технологическом помещении) с автоматическим регулированием температуры теплоотдающей поверхности нагревательного элемента в зависимости от температуры воздуха в помещениях.

4.11.1.15 Отвод продуктов сгорания от теплогенератора следует предусматривать в атмосферу с устройством дымохода.

4.11.1.16 Отопительные приборы в помещениях ГРПБ следует размещать на расстоянии (в свету) не менее 100 мм по горизонтали от поверхности строительных (ограждающих) конструкций сэндвич-панелей.

4.11.1.17 Система вентиляции помещений ГРПБ должна обеспечивать допустимые параметры микроклимата и качества воздуха в обслуживаемой или рабочей зоне.

4.11.1.18 Систему вентиляции и кратность воздухообмена в помещениях ГРПБ принимают в соответствии с национальной нормативной документацией[2)].

4.11.1.19 Места забора воздуха для обеспечения безопасной эксплуатации систем вентиляции рекомендуется выполнять на высоте не ниже 2 м от уровня земли или пола с обеспечением возможности доступа обслуживающего персонала.

Воздухозабор для отопительного газоиспользующего оборудования и устройств приточной вентиляции следует осуществлять на расстоянии от концевого элемента сбросного или продувочного газопровода, обеспечивающем безопасное рассеивание газа (с учетом климатических условий и объема выбрасываемого газа), при этом:

[1)] В Российской Федерации требования к противопожарным перегородкам и стенам — в соответствии с СП 4.13130.2013 «Системы противопожарной защиты. Ограничение распространения пожара на объектах защиты. Требования к объемно-планировочным и конструктивным решениям» (пункты 6.1.47, 6.7.10).

[2)] В Российской Федерации систему вентиляции и кратность воздухообмена в помещениях ГРПБ принимают по ГОСТ 34670—2020 «Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования».

- расстояние по вертикали от концевого элемента сбросного или продувочного газопровода до верха воздухозаборных устройств должно быть не менее 3 м;

- концевой элемент сбросного или продувочного газопровода должен быть расположен не менее чем на 1 м выше кровли.

4.11.1.20 В районах песчаных бурь и интенсивного переноса пыли и песка за приемным отверстием следует предусматривать камеры для осаждения крупных частиц пыли и песка. Забор воздуха следует производить на высоте не ниже 3 м от уровня земли.

4.11.1.21 В блок-контейнере ГРПБ должны быть предусмотрены решетки (прорези) для вентиляции. Для защиты от проникновения в ГРПБ насекомых рекомендуется закрывать вентиляционные отверстия москитными сетками.

4.11.2 Отопление и вентиляция шкафного пункта редуцирования газа

4.11.2.1 В ГРПШ должна быть обеспечена постоянно действующая естественная вентиляция с кратностью обмена воздуха, определяемой расчетом с учетом требований национальной нормативной документации[1)]. В шкафу должны быть предусмотрены решетки (прорези) для вентиляции. Для защиты от проникновения в ГРПШ насекомых рекомендуется закрывать вентиляционные отверстия москитными сетками.

4.11.2.2 В ГРПШ должны быть предусмотрены конструктивные элементы для размещения устройств, предназначенных для отопления, с обеспечением мероприятий по пожаровзрывобезопасности.

4.11.2.3 Температура воздуха в ГРПШ должна соответствовать климатическому исполнению технических устройств, входящих в его состав.

4.11.2.4 В электрической системе отопления следует применять электрические теплогенераторы во взрывозащищенном исполнении с автоматическим регулированием температуры теплоотдающей поверхности нагревательного элемента в зависимости от температуры воздуха в шкафу.

4.12 Электроснабжение и молниезащита

4.12.1 Электрооборудование, электроосвещение и категория электроприемников должны соответствовать ГОСТ 12.1.019, ГОСТ 30331.3[2)] и ГОСТ IEC 61010-1.

4.12.2 Электрооборудование и КИП с электрическим выходным сигналом, приборы электроосвещения помещения для размещения линий редуцирования должны быть во взрывозащищенном исполнении в соответствии с ГОСТ 31610.0[3)].

4.12.3 Для ввода, распределения и учета (при необходимости) электроэнергии должно быть предусмотрено вводно-распределительное устройство.

4.12.4 В электрифицируемых ПРГ должны быть предусмотрены меры защиты от поражения электрическим током. Во вводно-распределительное устройство следует устанавливать автоматический выключатель и устройство защитного отключения.

4.12.5 Требования к освещению ГРПБ — в соответствии с национальной нормативной документацией[4)].

4.12.6 Для внутреннего освещения ГРПШ рекомендуется использовать естественное (через открытые двери шкафа в светлое время суток) и электрическое (от переносных аккумуляторных устройств во взрывозащищенном исполнении) освещение.

4.12.7 По опасности ударов молнии ГРПБ или ГРПШ следует классифицировать как специальные объекты, представляющие опасность для непосредственного окружения[5)].

[1)] В Российской Федерации вентиляция ГРПШ должна соответствовать СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».

[2)] В Российской Федерации также должны соблюдаться требования ГОСТ Р 50571.29—2022 «Электроустановки низковольтные. Часть 5-55. Выбор и монтаж электрооборудования. Прочее оборудование».

[3)] В Российской Федерации также должны соблюдаться требования ГОСТ Р 52350.14—2006 «Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок)».

[4)] В Российской Федерации освещение ГРПБ должно соответствовать требованиям ГОСТ 34670—2020 «Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования».

[5)] В Российской Федерации ГРПБ, ГРПШ следует относить к классу специальных объектов с минимально допустимым уровнем надежности защиты от прямых ударов молнии (ПУМ) 0,99.

4.12.8 Заземляющие устройства блок-контейнера, шкафа, трубопроводов, электроустановок и молниезащиты ГРПБ, ГРПШ, заземляющие проводники продувочных и сбросных газопроводов ГРУ должны быть объединены в общую систему с помощью системы уравнивания потенциалов.

4.12.9 При размещении в ГРПБ КАС должна быть создана защита от вторичных воздействий молнии.

4.12.10 Заземляющие зажимы должны соответствовать требованиям ГОСТ 21130. Заземляющий зажим должен быть выполнен из коррозионно-стойкого металла или покрыт металлом, предохраняющим его от коррозии, контактная часть не должна иметь поверхностной окраски. Около заземляющего зажима должен быть нанесен знак заземления по ГОСТ 21130.

4.12.11 В ПРГ должно быть обеспечено электрическое соединение всех доступных прикосновению металлических нетоковедущих частей изделия, которые могут оказаться под напряжением, с элементами для заземления. Значение сопротивления между заземляющим болтом (винтом, шпилькой) и каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью изделия, которая может оказаться под напряжением, не должно превышать 0,1 Ом.

4.12.12 Система пожарной сигнализации (при оснащении ею ГРПБ) должна быть укомплектована источником бесперебойного питания, обеспечивающим ее автономную работу на время выполнения своих функций.

4.13 Шкафные пункты редуцирования газа с пропускной способностью до 50 м^3/ч

4.13.1 Для ГРПШ с пропускной способностью до 50 м^3/ч допускается не предусматривать стационарные манометры. При этом установка контрольной арматуры (в том числе для монтажа переносных манометров) обязательна в соответствии с 4.10.2, за исключением случаев, указанных в 4.13.4.

4.13.2 В ГРПШ с пропускной способностью до 50 м^3/ч перепад давления газа на устройстве очистки может быть измерен переносными КИП. Места присоединения переносных манометров должны закрываться заглушками.

4.13.3 Для ГРПШ и ГРУ с пропускной способностью менее 50 м^3/ч номинальный диаметр продувочного газопровода не должен превышать номинальный диаметр выходного газопровода.

Настройку и проверку параметров срабатывания технических устройств, продувку газопроводов ГРПШ с пропускной способностью до 50 м^3/час допускается осуществлять при помощи демонтируемых гибких трубопроводов (гибких рукавов), выводимых в безопасное место. Для подключения гибкого трубопровода рекомендуется использовать цапковую арматуру. Внутренний диаметр гибких трубопроводов должен быть не менее 6 мм.

Допускается места размещения продувочных газопроводов выносить за пределы шкафа.

4.13.4 Для ГРПШ с пропускной способностью до 50 м^3/час при величине выходного давления газа не более 0,005 МПа замер давления газа, продувку, настройку и проверку параметров срабатывания технических устройств допускается осуществлять через приспособления, предусмотренные в конструкции комбинированного (модульного) регулятора давления газа, в том числе без применения гибких трубопроводов (гибких рукавов).

5 Надежность

5.1 Пункты редуцирования газа должны соответствовать требованиям надежности при обеспечении безопасности эксплуатации со значениями параметров, указанными в таблице 1.

Таблица 1 — Требования надежности

Наименование параметра	ГРПБ	ГРПШ	ГРУ
Срок службы, лет, не менее	40	30	30
Наработка до отказа, ч, не менее	44000	44000	44000
Среднее время восстановления работоспособного состояния, ч, не более	8	3	3

5.2 Конструкцией ГРПБ должны предусматриваться устройства для обеспечения надежности электроснабжения в зависимости от категории объекта, для которого он будет применен в соответствии с требованиями национальной нормативной документации.

5.3 Срок службы уплотнительных материалов (обеспечивающих герметичность корпуса относительно окружающей среды) регулятора давления газа и регулятора-монитора, предохранительной и отключающей арматуры — не менее 5 лет.

5.4 Срок службы трубопроводной арматуры должен быть не менее срока службы ПРГ, указанного в таблице 1.

6 Маркировка, комплектность

6.1 Маркировка

6.1.1 На каждом ПРГ должна быть нанесена прочная, долговечная и хорошо видимая маркировка.

6.1.2 Информация, содержащаяся в маркировке, должна быть сохранена в процессе транспортирования, монтажа (демонтажа), хранения и эксплуатации.

6.1.3 Маркировка должна быть расположена на:

- внешних и внутренних поверхностях блок-контейнера ГРПБ;
- внешних и внутренних поверхностях шкафа ГРПШ;
- маркировочной табличке, закрепленной на раме ГРУ.

6.1.4 Маркировка должна содержать:

- товарный знак и/или наименование предприятия-изготовителя;
- наименование, обозначение и шифр изделия;
- номер стандарта организации или технических условий, в соответствии с которыми изготовлен ПРГ;
- порядковый номер ПРГ по системе нумерации предприятия-изготовителя;
- месяц и год выпуска;
- знак соответствия для сертифицированного ПРГ.

6.1.5 Для ПРГ, оснащенного электрооборудованием, дополнительно должны быть нанесены следующие данные:

- номинальное напряжение;
- номинальная потребляемая мощность;
- символ класса защиты от поражения электрическим током.

6.1.6 На всех наружных поверхностях блок-контейнера и дверях шкафа должна быть нанесена несмываемая контрастная надпись красного цвета: «ОГНЕОПАСНО — ГАЗ».

6.1.7 На каждой двери помещений ГРПБ должны быть нанесены знаки класса взрывоопасной зоны, категории помещения по взрывопожарной опасности и запрещающие знаки безопасности:

- «Запрещается пользоваться открытым огнем»;
- «Запрещается курить»;
- «Посторонним вход воспрещен».

6.1.8 Транспортная маркировка ПРГ и их отдельных элементов или пакетов, ящиков должна быть выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 14192.

6.1.9 Детали и сборочные единицы, демонтируемые на время транспортирования, маркируют обозначениями в соответствии с конструкторской документацией предприятия-изготовителя.

6.1.10 На газопроводах должно быть указано (красным цветом) направление движения потока природного газа, а на маховиках запорной арматуры — направление открытия и закрытия по ГОСТ 12.2.063—2015 (пункт 6.6.4).

6.1.11 Газопроводы должны быть окрашены в желтый цвет. Трубопроводная арматура, регуляторы давления газа и/или регулятор-монитор и устройство очистки газа должны иметь отличительную окраску в соответствии с ГОСТ 4666.

6.2 Комплектность

6.2.1 Комплектность должна соответствовать требованиям конструкторской документации предприятия — изготовителя ПРГ.

6.2.2 Пункты редуцирования газа должны быть поставлены предприятием-изготовителем в полностью собранном виде. Допускается поставка со снятыми на время транспортирования конструктивными элементами, если это указано в конструкторской документации на ПРГ и определено условиями транспортирования.

6.2.3 Комплект поставки должен включать:

- ПРГ, полностью укомплектованный техническими устройствами и системами инженерно-технического обеспечения, входящими в его состав;
- съемные и демонтируемые на период транспортирования конструктивные элементы (продувочные и сбросные газопроводы, электроизолирующие устройства для входных и выходных газопроводов, дымовую трубу, дефлекторы, крепления и т. п.), перечень которых должен быть указан в эксплуатационной документации на ПРГ;
- эксплуатационную и товаросопроводительную документацию для ПРГ, технических устройств, а также разрешительную документацию на их применение:
- по требованию заказчика в комплект поставки должен входить комплект запасных деталей, специального инструмента и приспособлений.

6.2.4 Эксплуатационная документация ПРГ должна содержать его основные параметры (характеристики):

- количество рабочих линий редуцирования;
- количество резервных линий редуцирования;
- давление газа на входе, МПа;
- давление газа на выходе (рабочих линий редуцирования), МПа (Па);
- пропускную способность, $м^3/ч$;
- давление (диапазон срабатывания) ОК, МПа (Па);
- давление (диапазон срабатывания) ПК, МПа (Па);
- диаметр входного/выходного газопровода, мм;
- габаритные размеры (длину, ширину, высоту), м, не более;
- массу изделия, кг, не более;
- уровень шума, дБА, не более;
- данные по электроустановке — напряжение, мощность, степень защиты, категория электроснабжения (для ГРПБ).
- данные о КАС — схема размещения средств (первичные датчики, контроллер), перечень контролируемых параметров.

7 Приемка

7.1 Предприятие-изготовитель обеспечивает приемку ПРГ, деталей и сборочных единиц в соответствии с конструкторской документацией на них, ГОСТ 15.309 или настоящим стандартом[1)].

7.2 Пункты редуцирования газа следует подвергать приемо-сдаточным и периодическим испытаниям на соответствие требованиям настоящего стандарта и нормативного документа на изготовление предприятия-изготовителя, а также типовым испытаниям.

7.3 Приемо-сдаточным испытаниям следует подвергать каждый ПРГ. При обнаружении в процессе испытаний несоответствия какому-либо контролируемому показателю изделие бракуют. После устранения дефекта ПРГ следует повторно подвергать приемо-сдаточным испытаниям.

7.4 Периодические испытания следует проводить не реже одного раза в три года, не менее чем на одном ПРГ, прошедшем приемо-сдаточные испытания.

7.5 При обнаружении несоответствия какого-либо показателя требуемым значениям отгрузку ПРГ всех исполнений приостанавливают до выявления причин отказа, а испытаниям подвергают удвоенное число образцов разного исполнения. При положительных результатах повторных периодических испытаний приемку и отгрузку ПРГ следует возобновить.

7.6 При выполнении приемо-сдаточных и периодических испытаний в обязательном порядке должны быть проверены параметры и показатели, представленные в таблице 2.

[1)] В Российской Федерации приемку ПРГ, деталей и сборочных единиц также проводят в соответствии с ГОСТ Р 15.301—2016 «Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство».

Таблица 2 — Параметры и показатели, проверяемые при приемо-сдаточных испытаниях

<table>
<tr><th rowspan="2">Проверяемый параметр</th><th colspan="2">Вид испытаний</th></tr>
<tr><th>приемо-сдаточные</th><th>периодические</th></tr>
<tr><td>Внешний вид, комплектность, маркировка, упаковка</td><td rowspan="8">Проверяют</td><td rowspan="8">Проверяют</td></tr>
<tr><td>Контроль сварных соединений</td></tr>
<tr><td>Прочность и герметичность линий редуцирования. Герметичность системы отопления</td></tr>
<tr><td>Герметичность газонепроницаемой перегородки</td></tr>
<tr><td>Значение настройки и поддержания выходного давления регулятором давления газа</td></tr>
<tr><td>Значение настройки и поддержания выходного давления регулятором-монитором</td></tr>
<tr><td>Настройки срабатывания предохранительной и отключающей арматуры</td></tr>
<tr><td>Пропускная способность каждой линии редуцирования</td><td rowspan="2">Не проверяют</td><td rowspan="8">Проверяют</td></tr>
<tr><td>Работоспособность электрооборудования</td></tr>
<tr><td>Правильность выполнения электромонтажа</td><td>Проверяют</td></tr>
<tr><td>Работоспособность сигнализаторов загазованности</td><td rowspan="6">Не проверяют</td></tr>
<tr><td>Работоспособность отопительного оборудования</td></tr>
<tr><td>Работоспособность КАС</td></tr>
<tr><td>Работоспособность УИРГ</td></tr>
<tr><td>Уровень шума</td></tr>
<tr><td>Испытания на транспортную тряску</td></tr>
</table>

8 Упаковка

8.1 Упаковка ПРГ должна обеспечивать его сохранность на период транспортирования и хранения и соответствовать требованиям конструкторской документации предприятия-изготовителя.

8.2 Упаковка демонтируемых при транспортировании конструктивных элементов должна соответствовать требованиям ГОСТ 24597 и конструкторской документации предприятия-изготовителя.

8.3 Упаковку следует проводить после приемочного контроля, она включает:

- раскладку и закрепление механически не связанных с блок-контейнером, шкафом или рамой конструктивных элементов, технических устройств в пакеты и ящики;
- маркирование и закрепление внутри блок-контейнера или шкафа отдельных изделий и пакетов:
- закрытие окон ГРПБ изнутри на запорные устройства, защиту окон щитами или панелями (по согласованию с заказчиком);
- демонтаж, упаковку и закрепление деталей и элементов, выступающих за габариты блок-контейнера или шкафа;
- заделку мест ввода и вывода систем инженерно-технического обеспечения, вентиляционных решеток, мест установки дефлектора и дымовых труб;
- укладку прилагаемой документации в непромокаемый пакет;
- закрытие на замок и опломбирование наружных дверей.

8.4 Формирование пакетов проводят в соответствии с ведомостью комплектации ПРГ.

8.5 Упаковка ПРГ и тара для конструктивных элементов, транспортируемых в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности, должны отвечать требованиям ГОСТ 15846.

8.6 По согласованию с заказчиком допускается транспортирование ПРГ без транспортировочной тары.

8.7 Присоединительные концы газопроводов на период транспортирования и хранения ПРГ должны быть закрыты пробками, защищены герметизирующим материалом с целью предохранения от попадания грязи и посторонних предметов. Газопроводы, оканчивающиеся фланцами, должны быть закрыты заглушками.

8.8 Уплотнительные поверхности фланцев и резьбы, присоединительные элементы на период их хранения и транспортирования консервируют средствами временной защиты по ГОСТ 9.014.

9 Указания по эксплуатации

9.1 При вводе ПРГ в эксплуатацию проводят пусконаладочные работы по настройке технических устройств на установленный проектной документацией режим работы.

9.2 По результатам выполнения пусконаладочных работ составляют режимные карты, содержащие данные о параметрах настройки технических устройств, по форме, установленной ГОСТ 34741.

9.3 Значения настроек технических устройств в ПРГ регистрируют в его эксплуатационном паспорте.

9.4 При выборе значений настроек регулятора давления газа и регулятора-монитора учитывают диапазон рабочего давления перед газоиспользующим оборудованием потребителей газа или ПРГ, установленных ниже по потоку газа, класс точности регулятора давления газа, потери давления газа в распределительных газопроводах и сети газопотребления, колебания давления газа в сети газораспределения, обусловленные неравномерностью газопотребления.

9.5 Значение настройки регулятора давления газа не должно превышать предельное максимальное давление[1)]:

- перед газоиспользующим оборудованием у потребителя;
- регулятора давления газа, входящего в состав газоиспользующего оборудования потребителя или узла редуцирования, установленного ниже по потоку газа.

9.6 Значение настройки регулятора давления газа на резервной линии принимают менее значения настройки регулятора давления газа на рабочей линии редуцирования.

9.7 Значение настройки регулятора-монитора принимают более значения настройки регулятора давления газа на рабочей линии редуцирования.

9.8 Значение настройки регулятора-монитора на резервной линии редуцирования должно быть равно или более значения настройки регулятора-монитора на рабочей линии редуцирования.

9.9 Значение настройки ПК устанавливают более значения давления закрытия[2)] регулятора давления газа или регулятора-монитора (при наличии) с целью недопущения сброса газа в атмосферу при малом расходе или отсутствии расхода.

9.10 Значение настройки ОК необходимо выбирать таким образом, чтобы:

- при повышении давления газа в выходном газопроводе ПРГ не превышалось давление испытания на герметичность газопроводов и оборудования сети газораспределения и газопотребления или ПРГ, установленных ниже по потоку газа;
- при понижении давления газа в выходном газопроводе ПРГ оно не было ниже минимального (рабочего) давления газоиспользующего оборудования (установленного предприятием-изготовителем) с учетом потерь давления газа. При отсутствии в документации предприятия-изготовителя информации о минимальном давлении газа перед газоиспользующим оборудованием его величину принимают в соответствии с требованиями действующих стандартов на изготовление газоиспользующего оборудования или нормативных правовых актов.

9.11 Для предотвращения отключения ПРГ закольцованных сетей газораспределения допускается производить настройку срабатывания ОК раньше ПК.

9.12 Значение давления настройки ОК и ПК рекомендуется принимать с учетом их класса точности.

9.13 В ПРГ должна быть предусмотрена защита от повышения давления в выходном газопроводе. Давление в выходном газопроводе $P_{вых.}$ должно быть не более:

[1)] Величину предельного максимального давления принимают в соответствии с нормативным документом на изготовление газоиспользующего оборудования.

[2)] Под давлением закрытия понимают давление, которое возникает в выходном газопроводе ПРГ, при котором затвор регулятора давления закрывается. Понятие «затвор» принято в соответствии с ГОСТ 24856—2014 «Арматура трубопроводная. Термины и определения» (подраздел 7.9).

- для ПРГ с $P_{вых.}$ до 5 кПа включительно — 150 % от $P_{вых.}$;
- для ПРГ с $P_{вых.}$ от 5 кПа до 0,3 МПа включительно — 40 % от $P_{вых.}$;
- для ПРГ с $P_{вых.}$ от 0,3 МПа до 0,6 МПа включительно — 30 % от $P_{вых.}$;
- для ПРГ с $P_{вых.}$ от 0,6 МПа до 1,2 МПа включительно — 30 % от $P_{вых.}$;
- для ПРГ с $P_{вых.}$ свыше 1,2 МПа — 20 % от $P_{вых.}$.

9.14 Значения настройки регулятора-монитора, ПК и ОК устанавливают в соответствии с эксплуатационным паспортом ПРГ, но не более значений, полученных как произведение рабочего давления после ПРГ (в выходном газопроводе) на значение повышающего коэффициента. Предельные значения повышающих коэффициентов приведены в таблице 3. Примеры настройки технических устройств и заполнения режимных карт приведены в приложениях А и Б.

Таблица 3 — Параметры настройки технических устройств на линиях редуцирования

Рабочее давление после ПРГ (в выходном газопроводе), МПа	Предельное значение повышающего коэффициента (превышение, %) относительно заданного значения настройки регулятора давления газа, не более		
	Регулятор-монитор*	ПК	ОК**
Св. 1,2	1,1 (10 %)	1,15 (15 %)	1,2 (20 %)
Св. 0,6 до 1,2 включ.	1,2 (20 %)	1,25 (25 %)	1,3 (30 %)
Св. 0,3 до 0,6 включ.	1,2 (20 %)	1,275 (27,5 %)	1,3 (30 %)
Св. 0,005 до 0,3 включ.	1,3 (30 %)	1,35 (35 %)	1,4 (40 %)
До 0,005 включ.	1,5 (50 %)	1,75 (75 %)	2,5 (150 %)
* Настройки регулятора-монитора принимают по TOP в соответствии с национальной нормативной документацией[1)]. ** Настройки ОК принимают по MIP в соответствии с национальной нормативной документацией[2)].			

9.15 В ПРГ должны находиться соответствующие копии утвержденных технологических схем и режимных карт.

9.16 При проведении технического обслуживания ПРГ допускается использование переносных приборов (в том числе программно-аппаратных комплексов, систем технического контроля и диагностирования).

[1)] В Российской Федерации настройки регулятора-монитора принимают по TOP в соответствии с ГОСТ 34670—2020 «Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования».

[2)] В Российской Федерации настройки ОК принимают по MIP в соответствии с ГОСТ 34670—2020 «Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования».

Приложение А
(справочное)

Пример настройки технических устройств и заполнения режимной карты вводимого в действие шкафного пункта редуцирования газа

Пример настройки технических устройств вводимого в действие ГРПШ (с резервной линией редуцирования, подключаемой в автоматическом режиме) с высокого или среднего давления на низкое $P_{вых}$ = 2200 Па приведен в таблице А.1. В ГРПШ на линиях редуцирования установлены регулятор давления газа, ПК и ОК с классом точности 10.

Таблица А.1 — Пример значений настройки технических устройств вводимого в действие ГРПШ (с резервной линией редуцирования, подключаемой в автоматическом режиме)

Наименование технических устройств	Давление настройки, Па	
	рабочей линии редуцирования	резервной линии редуцирования
Регулятор давления газа ($P_{вых}$)	2200	1790
ПК ($P_{пк}$)	2600 (+18 % от $P_{вых}$)	
ОК ($P_{ок}$): - при повышении давления; - при понижении давления	3320 1000	4070 1000

Пример заполнения режимной карты вводимого в действие ГРПШ (с резервной линией редуцирования, подключаемой в автоматическом режиме) приведен в таблице А.2.

Таблица А.2 — Пример заполнения режимной карты вводимого в действие ГРПШ (с резервной линией редуцирования, подключаемой в автоматическом режиме)

Регулятор давления газа			ОК				ПК				
Номер на схеме	Рабочее давление, Па		Номер на схеме	Давление настройки, Па			Номер на схеме	Пределы срабатывания, Па			
				по повышению	по понижению[1]			давление начала открытия		давление закрытия[2]	
Рабочая линия редуцирования											
—	2200		—	3320[3]	1000[3]		—	2700[3]		—[3]	
	Допустимое отклонение, не более			Допустимое отклонение, не более				Допустимое отклонение, не более			
	%	Па		%	Па	%	Па	%	Па	%	Па
	10[3]	220[4]		10[3]	332[4]	10[3]	100[4]	10[3]	270[4]	—	—
Резервная линия редуцирования											
—	1790			4070[3]	1000[3]		—	—		—	
	Допустимое отклонение, не более			Допустимое отклонение, не более				Допустимое отклонение, не более			
	%	Па		%	Па	%	Па	%	Па	%	Па
	10[3]	179[4]		10[3]	407[4]	10[3]	100[4]	—	—	—	—

[1] Значение настройки ОК по понижению давления должно быть не менее минимального значения давления перед газоиспользующим оборудованием.

[2] Ячейку не заполняют при отсутствии значения давления закрытия в эксплуатационной документации на ПК.

[3] Значение допустимого отклонения принимают в соответствии с классом точности, указанным в эксплуатационной документации, или по фактическому значению отклонения от настраиваемого параметра конкретного технического устройства.

[4] Фактическое значение настройки или значение допустимого отклонения может быть округлено в зависимости от цены деления манометра (мановакуумметра).

Приложение Б
(справочное)

Пример настройки технических устройств и заполнения режимной карты вводимого в действие блочного газорегуляторного пункта

Пример настройки технических устройств вводимого в действие ГРПБ (с регулятором-монитором и резервной линией редуцирования, подключаемой в автоматическом режиме) с высокого или среднего давления на низкое $P_{вых}$ = 3000 Па приведен в таблице Б.1. В ГРПБ на линиях редуцирования установлены регулятор давления газа, регулятор-монитор и ОК с классом точности 5.

Таблица Б.1 — Пример значений настройки технических устройств вводимого в действие ГРПБ (с регулятором-монитором и резервной линией редуцирования, подключаемой в автоматическом режиме)

Наименование технических устройств	Давление настройки, Па	
	рабочей линии редуцирования	резервной линии редуцирования
Регулятор давления газа ($P_{вых}$)	3000	2700
Регулятор-монитор	3400	3400
ОК ($P_{ок}$): - при повышении давления; - при понижении давления	 4200 1200	 4700 1200

Пример заполнения режимной карты вводимого в действие ГРПБ (с регулятором-монитором и резервной линией редуцирования, подключаемой в автоматическом режиме) приведен в таблице Б.2.

Таблица Б.2 — Пример заполнения режимной карты вводимого в действие ГРПБ (с регулятором-монитором и резервной линией редуцирования, подключаемой в автоматическом режиме)

Регулятор давления газа			Регулятор-монитор			ОК				ПК				
Номер на схеме	Рабочее давление, Па		Номер на схеме	Рабочее давление, Па		Номер на схеме	Давление настройки, Па			Номер на схеме	Пределы срабатывания, Па			
							по повышению	по понижению[1]			давление начала открытия		давление закрытия[2]	
Рабочая линия редуцирования														
—	3000		—	3300[3]		—	4200[3]	1200[3]		—	—		—	
	Допустимое отклонение, не более			Допустимое отклонение, не более			Допустимое отклонение, не более				Допустимое отклонение, не более			
	%	Па		%	Па		%	Па	%	Па	%	Па	%	Па
	5[4]	150		5[4]	170[3]		5[4]	210[3]	5[4]	60[3]	5[4]	—	5[4]	—
Резервная линия редуцирования														
—	2700		—	3400		—	4700[3]	1200[3]		—	—		—	
	Допустимое отклонение, не более			Допустимое отклонение, не более			Допустимое отклонение, не более				Допустимое отклонение, не более			
	%	Па		%	Па		%	Па	%	Па	%	Па	%	Па
	5[4]	135[3]		5[4]	170[3]		5[4]	235[3]	5[4]	60[3]	5[4]	—	5[4]	—

[1] Значение настройки ОК по понижению давления должно быть не менее минимального значения давления перед газоиспользующим оборудованием.

[2] Ячейку не заполняют при отсутствии значения давления закрытия в эксплуатационной документации на ПК.

[3] Фактическое значение настройки может быть округлено в зависимости от цены деления манометра (мановакуумметра).

[4] Значение допустимого отклонения принимают в соответствии с классом точности, указанным в эксплуатационной документации, или по фактическому значению отклонения от настраиваемого параметра конкретного технического устройства.

УДК 662.767:662.92:006.354 МКС 75.180.99

Ключевые слова: газораспределение, газорегуляторный пункт, узел редуцирования, регулятор давления газа, отключающая арматура, предохранительная арматура

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *М.В. Малеевой*

Сдано в набор 17.06.2024. Подписано в печать 24.06.2024. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,72. Уч.-изд. л. 3,30.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

Поправка к ГОСТ 34011—2024 Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования

В каком месте	Напечатано	Должно быть		
Предисловие. Таблица согласования	—	Азербайджан	AZ	Азстандарт

(ИУС № 12 2025 г.)

gost.e-ecolog.ru