
МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ

(МГС)

INTERSTATE COUNCIL FOR STANDARDIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION

(ISC)

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

ГОСТ 34011
проект RU,
первая
редакция

Системы газораспределительные

**Пункты газорегуляторные блочные.
Пункты редуцирования газа шкафные**

Общие технические требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
20

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»), 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 _____ г. № _____)

За принятие стандарта проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации

4 Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от _____ г. № _____ межгосударственный стандарт ГОСТ 34011-XXXX введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации с _____ 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 государ-

ствах, 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»

© Стандартиформ, оформление, 2017, 2019



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

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 – XXXX–XX–XX

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает общие технические требования к вновь построенным и введенным в эксплуатацию после реконструкции или капитального ремонта блочным газорегуляторным пунктам, шкафным пунктам редуцирования газа и газорегуляторным установкам (далее – пунктам редуцирования газа), предназначенным для редуцирования давления природного газа до требуемого значения с входного значения:

- до 0,6 МПа включительно для газорегуляторных установок;
- не превышающим 1,2 МПа для блочных газорегуляторных пунктов, шкафных пунктов редуцирования газа – по территориям населенных пунктов;
- свыше 1,2 МПа включительно для блочных газорегуляторных пунктов, шкафных пунктов редуцирования газа – по территориям населенных пунктов исключительно к производственным площадкам, на которых размещены газотурбинные и парогазовые установки, и по территориям указанных производственных площадок, и вне населенных пунктов.

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 12.2.091 (IEC 61010-1:2001) Безопасность электрического оборудования для измерения, управления и лабораторного применения. 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

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 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. Про-

филь

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

ГОСТ 11881 ГСП. Регуляторы, работающие без использования постороннего источника энергии. Общие 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 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 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 23941 Шум машин. Методы определения шумовых характеристик. Общие

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

требования

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

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

ГОСТ 24856 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 30331.3¹⁾ (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 2D (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, размер и общие технические требования

ГОСТ 33857 Арматура трубопроводная. Сварка и контроль качества сварных соединений. Технические требования

ГОСТ 34670-2020 Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные 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 (www.easc.by) или 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.

¹⁾ В Российской Федерации действует ГОСТ Р 50571.3.

3 Термины, определения и сокращения

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

3.1.1 **блочный газорегуляторный пункт:** Пункт редуцирования газа, размещенный в блоке контейнерного типа.

3.1.2 **газовая система отопления:** Система отопления, в которой в качестве топлива используются горючие газы.

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

3.1.4 **давление закрытия регулятора давления газа, %:** Максимальное увеличение значения выходного давления газа при уменьшении расхода газа до нуля.

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

3.1.6 **комбинированный регулятор давления газа:** Регулятор давления газа, состоящий из нескольких независимо функционирующих видов (единиц) трубопроводной арматуры, размещенных в едином корпусе.

3.1.7 **легкосбрасываемые конструкции:** Специальные наружные ограждающие конструкции зданий, сооружений (или их части), предназначенные для уменьшения давления при взрыве с целью обеспечения безопасности людей, сохранности конструкций и оборудования.

3.1.8 **модульный (блочный) регулятор давления газа:** Регулятор давления газа, корпус которого обеспечивает возможность присоединения и отсоединения независимо функционирующих видов (единиц) арматуры.

3.1.9

наработка до отказа: Нарработка объекта от начала его эксплуатации или от момента его восстановления до отказа.

Примечание – Частным случаем наработки до отказа является наработка до первого отказа – наработка объекта от начала его эксплуатации до первого отказа.

[ГОСТ 27.002-2015, статья 3.3.2]

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

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

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

3.1.12 **регулятор-монитор:** Дополнительное (контрольное) техническое устройство, установленное вместе с регулятором давления газа и предназначенное для поддержания давления газа в допустимых пределах при выходе из строя регулятора давления газа.

3.1.13

средний срок службы: Математическое ожидание срока службы.

[ГОСТ 27.002 – 2015, статья 3.6.4.3]

3.1.14

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

[ГОСТ 27.002 – 2015, статья 3.3.6]

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

3.1.16 **узел редуцирования газа:** Комплекс технических устройств, обеспечивающий поддержание давления газа в установленных пределах и исключающий возможность повышения и понижения давления до недопустимого значения в выходном газопроводе.

3.1.17 **уплотнение по резьбе:** Уплотнение или система уплотнений, создающие герметичность соединения за счет точности профиля резьбы и/или герметизирующих материалов (лент, нитей) и составов, нанесенных на поверхность резьбы.

3.1.18 **узел измерений расхода газа; УИРГ (узел измерений объема газа; Нрк. узел учета газа):** Совокупность средств измерений и обработки результатов измерений, измерительных трубопроводов, вспомогательных и дополнительных устройств, которые предназначены для измерений, вычислений объема газа, приведенного к стандартным условиям, 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.

3.1.19 **фильтр-влажготделитель** (Ндп. *фильтр-сепаратор*): Фильтрующий элемент, с помощью которого происходит удаление жидкости из подаваемого газа.

3.1.20 **шкафной пункт редуцирования газа** (Ндп. *шкафной газорегуляторный пункт*): Пункт редуцирования газа, размещенный в шкафу из негорючих материалов.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения и обозначения:

АСУ ТП РГ	– автоматизированная система управления технологическими процессами распределения газа;
ГРПБ	– блочный газорегуляторный пункт;
ГРПШ	– шкафной пункт редуцирования газа;
ГРУ	– газорегуляторная установка;
ЕСКД	– единая система конструкторской документации;
ЕСТД	– единая система технологической документации;
КИП	– контрольно-измерительные приборы;
НКПРП	– нижний концентрационный предел распространения пламени;
ПДК р.з.	– предел допустимой концентрации в рабочей зоне;
ПРГ	– пункт редуцирования газа;
<i>DN</i>	– номинальный диаметр.
<i>MIP</i>	– предельное максимальное давление;
<i>TOP</i>	– временное рабочее давление.

4 Технические требования

4.1 Общие положения

4.1.1 Пункты редуцирования газа должны автоматически поддерживать заданное выходное давление независимо от изменения расхода и входного давления газа (в заданном диапазоне их значений), автоматически прекращать подачу газа при повышении или понижении выходного давления сверх или ниже допустимых заданных значений, очищать газ от механических примесей, при необходимости осушать газ и вести его учет.

4.1.2 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.

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

4.1.3 Конструкция ПРГ должна соответствовать требованиям настоящего стандарта, требованиям промышленной безопасности и соответствовать ГОСТ 15.309, ГОСТ 15.311, ГОСТ 34670¹⁾, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.010, ГОСТ 12.1.019, ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.063, ГОСТ 12.2.091, ГОСТ 30331.3²⁾ и ГОСТ 31610.0³⁾.

4.1.4 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 т.ч. климатического исполнения по ГОСТ 15150, указанного в эксплуатационной документации на ПРГ.

4.1.5 Конструкция ГРПБ должна включать в себя:

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

- линии редуцирования, состоящие из комплекса технических устройств, газопроводов, КИП;

- узел измерений расхода газа (при необходимости);

- узел учета расхода энергоносителей⁴⁾ (при необходимости);

- комплекс средств автоматизации (при необходимости);

- системы инженерно-технического обеспечения, предназначенные для обеспечения электроснабжения, отопления, вентиляции.

4.1.6 В ГРПБ допускается, при необходимости, 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.

Допускается размещение части оборудования за пределами блок-контейнера при обеспечении защиты от несанкционированного доступа.

4.1.7 Конструкция ГРПШ должна включать в себя:

- шкаф, предназначенный для размещения в нем линий редуцирования;

- линии редуцирования, состоящие из комплекса технических устройств, газопроводов, КИП;

¹⁾ В Российской Федерации также должны соблюдаться требования ГОСТ Р 15.301.

²⁾ В Российской Федерации также должны соблюдаться требования ГОСТ Р 50571.3.

³⁾ В Российской Федерации также должны соблюдаться требования ГОСТ Р 50571.29.

⁴⁾ В Российской Федерации учет расхода энергоносителей обязателен.

- узел измерений расхода газа (при необходимости);
- комплекс средств автоматизации (при необходимости);
- оборудование для обогрева шкафа (при необходимости).

4.1.8 Конструкция ГРУ должна включать в себя:

- рамы для размещения на них линий редуцирования;
- линии редуцирования, состоящие из комплекса технических устройств, газопроводов, КИП.

- узел измерений расхода газа (при необходимости);
- комплекс средств автоматизации (при необходимости).

4.1.9 При разработке конструкции ПРГ следует предусматривать:

- свободный доступ персонала и удобное для обслуживания расположение технических устройств, КИП, средств автоматизации, систем инженерно-технического обеспечения. Для ГРПБ и ГРУ расстояние по горизонтали и вертикале между параллельными рядами линий редуцирования – не менее 0,4 м. Ширина основного эвакуационного и дверного проходов в помещениях ГРПБ должна составлять не менее 0,8 м;

- прочность и устойчивость конструкций при погрузо-разгрузочных работах, транспортировании, монтаже и эксплуатации.

4.1.10 Выбор типа трубопроводной арматуры и марки стали труб должен выполняться при разработке конструкторской документации на конкретный ПРГ, исходя из условий эксплуатации и величины давления газа.

4.1.11 ПРГ 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).

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

4.1.13 Технические устройства и материалы, в том числе импортные, должны иметь разрешительные документы на применение в соответствии с законодательством о техническом регулировании¹⁾.

4.2 Линии редуцирования

4.2.1 Линии редуцирования оснащают:

- узлом редуцирования газа;
- устройством очистки газа;
- запорной арматурой;
- продувочными, сбросными и импульсными газопроводами;
- узлами измерений расхода газа для коммерческого или технологического учета газа (при необходимости);
- контрольно-измерительными приборами.

4.2.2 В состав узла редуцирования газа должны входить:

- регулятор давления газа;
- предохранительная арматура (предохранительный клапан);
- отключающая арматура (отключающий клапан).

Узел редуцирования газа может дополнительно оснащаться регулятором-монитором.

При применении комбинированного или модульного регулятора давления газа с встроенной предохранительной и/или отключающей арматурой (предохранительным и/или отключающим клапаном) их дополнительная установка в узел редуцирования не требуется.

4.2.3 Число линий редуцирования ПРГ определяется, исходя из требуемой пропускной способности и выходного давления газа. В ГРПШ число рабочих линий редуцирования рекомендуется предусматривать не более двух²⁾.

Для обеспечения непрерывности подачи газа в ПРГ может предусматриваться резервная линия редуцирования. Состав резервной линии редуцирования должен соответствовать основной линии или обеспечивать аналогичный уровень безопас-

¹⁾ В Российской Федерации разрешительные документы на применение технических устройств и материалов должны соответствовать Федеральному закону от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

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

ности. Резервная линия редуцирования должна иметь возможность включения в работу автоматически при неисправности основной линии.

В ГРПШ допускается применение съемной резервной линии редуцирования с регулятором давления газа и отключающей арматурой.

4.2.4 Регуляторы давления газа, предохранительная и отключающая арматура должны обеспечивать заданный диапазон рабочего давления.

Диапазоны настройки технических устройств, а также фактически установленные значения настроек должны быть указаны в эксплуатационной документации на ПРГ.

4.2.5 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) линий редуцирования их пропускная способность в эксплуатационной документации не указывается.

4.2.6 Диаметры входного¹⁾ и выходного²⁾ газопроводов ПРГ должны определяться на основании гидравлического расчета³⁾.

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

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

4.2.9 Конструкция линий редуцирования должна позволять производить очистку или замену фильтрующего элемента без отключения подачи газа потребителю.

4.2.10 Продувочные и сбросные газопроводы должны иметь минимальное число поворотов и выводиться вертикально вверх за пределы ГРПБ, ГРПШ или зданий, где установлена ГРУ. На продувочном газопроводе должна предусматриваться возможность отбора проб после отключающего устройства (установка штуцера с краном). Конструкция оголовка продувочных и сбросных газопроводов должна предот-

¹⁾ Под входным газопроводом ГРПБ, ГРУ, ГРПШ понимается газопровод от входного патрубка (включительно) до отключающего клапана (до регулятора давления газа, в случае применения регулятора давления-монитора или модульного или комбинированного регулятора давления).

²⁾ Под выходным газопроводом ГРПБ, ГРУ, ГРПШ понимается газопровод от регулятора давления газа до выходного патрубка (включительно).

³⁾ В Российской Федерации гидравлический расчет производится в соответствии с СП 42-101-2003.

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

вращать попадание атмосферных осадков в продувочный и сбросной газопроводы. При переходе продувочного газопровода из горизонтального положения в вертикальное (при необходимости) следует предусматривать устройство для слива конденсата.

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

Номинальный диаметр продувочного газопровода должен быть не менее $DN 20$. Для ГРПШ и ГРУ с пропускной способностью менее $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ номинальный диаметр продувочного газопровода не должен превышать номинальный диаметр выходного газопровода. Допускается объединять продувочные газопроводы одинакового давления в общий продувочный газопровод.

Для ГРПШ пропускной способностью менее $400 \text{ м}^3/\text{ч}$ сбросной газопровод допускается объединять с продувочным газопроводом соответствующего давления или выносить за пределы шкафа при обеспечении безопасного рассеивания. При объединении продувочных газопроводов штуцер с краном для отбора проб должен предусматриваться на общем продувочном газопроводе.

На продувочном газопроводе должна быть установлена запорная арматура.

4.2.11 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.

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

4.2.13 Место отбора импульса располагают после регулятора давления газа на прямолинейном участке выходного газопровода, имеющего наибольший диаметр по расчету, на расстоянии не менее $4 DN$ от предшествующего и не менее $2 DN$ регулятора перед следующим источником местного сопротивления.

4.2.14 У каждого технического устройства, в т.ч. 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.

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

4.2.16 Для исключения скопления конденсата и обмерзания в импульсных трубках, их подсоединение должно быть в верхней или боковой образующей трубы.

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 на протяжении среднего срока службы конструкции.

4.3.2 Блок-контейнеры должны иметь строповые устройства, а при их отсутствии должны быть обозначены места строповки.

4.3.3 Конструкция блок-контейнера должна обеспечивать механическую безопасность и разрабатываться 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).

4.3.4 Конструкция блок-контейнера должна предусматривать совмещенную кровлю.

4.3.5 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.

4.3.6 Энергоэффективность конструкции блок-контейнера достигается за счет применения теплозащиты, обеспечивающей:

- нормируемое сопротивление теплопередачи отдельных элементов ограждающих конструкций блок-контейнера;
- санитарно-гигиенический показатель, включающий в себя температурный перепад (между температурами внутреннего воздуха и на внутренней поверхности

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

ограждающих конструкций) и температуру на внутренней поверхности выше температуры точки росы.

4.3.7 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 и ГОСТ 33857.

4.3.8 Несущие конструкции блок-контейнера должны обеспечивать степень огнестойкости не ниже III, класс конструктивной пожарной опасности не ниже С0¹⁾.

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

4.3.10 В ГРПБ могут быть следующие типы помещений:

- технологическое, где располагаются линии редуцирования;
- отопительное, где размещают тепловой пункт;
- для размещения КИП.

Допускается объединять отопительное и помещение, где размещаются КИП в одно помещение.

4.3.11 Высота помещений блок-контейнера должна быть не менее 2200 мм от пола до низа выступающих конструкций перекрытия (покрытия), а в местах прохода персонала – не менее 2000 мм от пола до выступающих частей систем инженерно-технического обеспечения и технических устройств.

4.3.12 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 назначения²⁾.

4.3.13 Для обеспечения взрывоустойчивости помещений для размещения линий редуцирования и помещений для размещения отопительного оборудования следует предусматривать устройство легкобрасываемых конструкций.

Для обеспечения взрывобезопасности помещений для размещения линий редуцирования следует предусматривать:

¹⁾ В Российской Федерации несущие конструкции блок-контейнера должны соответствовать Федеральному закону от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

²⁾ В Российской Федерации помещение для размещения линий редуцирования должно соответствовать СП 60.13330.2020, СП 62.13330.2011 и СП 7.13130.2013.

а) искробезопасные и противопожарные двери, имеющие соответствующие подтверждающие документы¹⁾;

б) искро- и взрывобезопасные окна;

в) возведение между помещениями для размещения линий редуцирования и другими помещениями газонепроницаемой противопожарной перегородки I типа. Класс пожарной опасности строительных конструкций должен быть не ниже К0.

Покрытия пола в помещении для размещения линий редуцирования должны соответствовать ГОСТ 34670-2020 (п. 6.1.7) и быть ровными и нескользкими.

4.3.14 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.

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

4.4 Конструкция шкафа

4.4.1 Конструкция шкафа должна обеспечивать функционирование и сохранность размещенных в нем технических устройств и систем инженерно-технического обеспечения на протяжении среднего срока службы конструкции.

4.4.2 Конструкция шкафа должна разрабатываться 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), должны быть выполнены из негорючих материалов. Толщина утеплителя шкафа должна определяться

¹⁾ В Российской Федерации искробезопасные и противопожарные двери должны иметь подтверждающие документы в соответствии с Федеральным законом от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

теплотехническим расчетом в соответствии с климатическими условиями района эксплуатации. 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.

4.4.4 Допускается применение облицовки шкафа из негорючих материалов, стойких к воздействию окружающей среды.

Конструкция шкафа в закрытом состоянии должна обеспечивать защиту внутреннего пространства от попадания внутрь атмосферных осадков.

4.4.5 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.

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

4.4.7 Конструктивные элементы шкафа рекомендуется соединять сваркой.

Шкаф должен иметь строповые устройства, а при их отсутствии должны быть обозначены места строповки.

4.4.8 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, запираются 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).

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

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 ГОСТ 9544.

4.5.3 Запорная арматура

4.5.3.1 Запорная арматура должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.063¹⁾.

4.5.3.2 Применение натяжных пробковых кранов, в том числе трёхходовых, не допускается.

4.5.3.3 Не допускается применение запорной арматуры для редуцирования давления газа.

4.5.3.4 Применение запорной арматуры с резьбовым присоединением на трубопроводах номинальным диаметром свыше *DN* 40 не допускается.

4.5.3.5 Маховик запорной арматуры с ручным приводом или рукоятку располагают на высоте не более 1,8 м от уровня пола. При установке запорной арматуры на вертикальном участке газопровода, расстояние принимают от оси маховика или конца рукоятки. При установке запорной арматуры учитывают ее массу. Расстояние между выступающими частями запорной арматуры, установленной на двух газопроводах, расположенных рядом, должно составлять не менее 0,05 м, между маховиками и рукоятками – не менее 0,1 м.

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 11881²⁾ и обеспечивать функционирование ПРГ в соответствии с требуемыми параметрами.

4.5.4.2 Регулировочные элементы для изменения параметров настройки должны быть доступны обслуживающему персоналу.

Регулировочные элементы должны 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 без уменьшения пропускной способности линии редуцирования.

¹⁾ В Российской Федерации запорная арматура должна также соответствовать требованиям ГОСТ Р 56001.

²⁾ В Российской Федерации регуляторы давления должны также соответствовать ГОСТ Р 56001, ГОСТ Р 58423 и ГОСТ Р 54824.

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 должен выбираться из ряда: 2,5; 5; 10. Допускается выбирать регулятор давления газа более высокого класса точности. Для класса точности регулятора давления газа 2,5 и 5 при выходном давлении менее 0,005 МПа включительно, точность регулирования должна быть не ниже ± 100 Па;

- постоянную времени, не превышающую значение, выбранное из ряда: 10; 16; 25; 40; 60 с;

- давление закрытия, не превышающее 20 % от настройки регулятора давления газа.

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 или понижении заданного значения давления газа.

В качестве отключающей арматуры применяют отключающий клапан. Время срабатывания – не более 1 с.

4.5.5.2 Отклонение давления начала открытия предохранительной арматуры должно составлять не более ± 5 % от заданного значения настройки срабатывания предохранительной арматуры. Значение отклонения давления закрытия от давления начала открытия должно составлять не более 10 %.

Отклонение давления срабатывания отключающей арматуры должно составлять не более ± 5 % от заданного значения настройки срабатывания отключающей арматуры. Значение отклонения давления срабатывания должно составлять не более 10 % и выбираться из ряда 1 %; 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 Регулирующие элементы должны иметь защиту от самопроизвольного или непреднамеренного изменения регулировки в процессе технического обслуживания.

4.5.5.5 Использование открытой рычажной системы управления (без кожуха) на корпусе отключающего и предохранительного клапанов не допускается.

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 документацией¹⁾.

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

Измерения УИРГ должны выполняться в соответствии с национальной нормативной документацией²⁾.

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 Узел измерений расхода газа устанавливается перед регулятором давления и его номинальный диаметр должен соответствовать диаметру входного газопровода, рассчитанному по 4.2.6. В случае если предусматриваются два и более выходных газопровода, УИРГ устанавливается на каждую линию редуцирования.

4.6.5 Узел измерений расхода газа должен быть защищен от несанкционированного доступа. Устойчивость и прочность к внешним воздействиям УИРГ должен соответствовать требованиям национальной нормативной документации³⁾.

¹⁾ В Российской Федерации УИРГ должен обеспечивать соблюдение обязательных метрологических требований к измерениям в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 16.11.2020 г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».

²⁾ В Российской Федерации измерения УИРГ должны выполняться в соответствии с ГОСТ Р 8.741.

³⁾ В Российской Федерации устойчивость и прочность к внешним воздействиям УИРГ должна соответствовать ГОСТ Р 8.993.

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

4.6.6 Узел измерений расхода газа должен быть во взрывобезопасном исполнении и климатическому исполнению по ГОСТ 15150.

4.6.7 При размещении УИРГ за пределами ГРПБ или ГРПШ в отдельном боксе (шкафу) дополнительная установка УИРГ внутри ПРГ не требуется.

4.6.8 Учет газа, потребляемого на обогрев ГРПБ или ГРПШ (собственные нужды) осуществляют в соответствии с национальной нормативной документацией¹⁾. 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 должен оснащаться собственными средствами автоматизации или объединяться с общим комплексом средств автоматизации.

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

4.6.10 В случае если необходимая степень очистки обеспечивается устройством очистки газа линии редуцирования, то дополнительные устройства очистки газа в УИРГ допускается не применять.

4.7 Устройство очистки газа

4.7.1 Наличие устройства очистки газа в ПРГ обязательно.

4.7.2 В конструкции устройства очистки газа должно быть предусмотрено устройство определения перепада давления, характеризующего уровень засоренности фильтрующего элемента (фильтрующих элементов). При необходимости следует устанавливать регистрирующие КИП. Для ПРГ с пропускной способностью до 50 м³/ч допускается устанавливать фильтр с возможностью замера перепада давления.

Допустимый перепад давления газа на устройстве очистки газа (фильтрующем элементе) устанавливается предприятием-изготовителем и указывается в эксплуатационной документации на ПРГ.

¹⁾ В Российской Федерации учет газа осуществляется в соответствии с Федеральным законом от 23.11.2009 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 05.02.1998 г. № 162 «Об утверждении Правил поставки газа в Российской Федерации».

4.7.3 Устройства очистки газа должны обеспечивать тонкость фильтрации не более 80 мкм в свету.

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

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

4.7.6 При установке фильтра-влагоотделителя (фильтра-сепаратора) 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 Технологические отверстия, соединяющие газовые каналы технических устройств и линий редуцирования с атмосферой, должны быть закрыты металлическими заглушками.

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

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

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

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

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

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

4.8.8 Резьбовые соединения технических устройств, газопроводов, заглушек и КИП должны иметь конструкцию, обеспечивающую герметичность соединения посредством торцевых прокладок (для штуцерных соединений) или уплотнительных колец (для цапковых соединений). Использование муфтовых соединений с уплотнением по резьбе не допускается (за исключением соединений, не находящихся под воздействием избыточного давления - сбросные, продувочные газопроводы и т.п.).

4.9 Газопроводы

4.9.1 Газопроводы следует изготавливать из стальных труб. Допускается применение медных труб для сбросных 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 17380, ГОСТ 30753 и ГОСТ 33259. Допускается применение соединительных деталей, изготавливаемых в соответствии с документацией предприятия-изготовителя, при условии аттестации технологии изготовления.

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 методом или ультразвуковым методом в соответствии с национальной нормативной документацией¹⁾. Ультразвуковой метод контроля применяется при условии проведения выборочной проверки не менее 10 % стыков радиографическим методом. Сварные стыковые соединения *DN 15* и более должны проходить 100 %-ный контроль физическими методами²⁾.

Капиллярному или магнитопорошковому контролю при необходимости должны подвергаться сварные швы, недоступные 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 перекрытиях должны приниматься с учетом возможности сборки и разборки соединения.

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

4.9.4 Газопроводы должны монтироваться на опорах. Расстояние от опоры до шва должно быть достаточным для проведения необходимого контроля за состоянием сварного соединения в процессе эксплуатации.

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.

¹⁾ В Российской Федерации контроль сварных соединений ультразвуковым методом осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 55724.

²⁾ В Российской Федерации объем и методы контроля сварных соединений должны соответствовать СП 62.13330.2011.

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 определяться в конструкторской документации, исходя из условия безопасности и надежности эксплуатации.

4.10.2 Перед КИП, предназначенными для проведения измерений, устанавливают контрольную арматуру для выполнения проверки и калибровки нуля приборов. На входном газопроводе перед контрольной арматурой и импульсными газопроводами устанавливают запорную арматуру для проведения технического обслуживания и поверки средств измерений.

4.10.3 Класс точности манометров¹⁾ должен быть не ниже 1,5.

4.10.4 Комплекс средств автоматизации и сигнализации ГРПБ должен обеспечивать:

- контроль положения дверей;
- контроль доступа (санкционированного и несанкционированного) в ГРПБ;
- контроль положения отключающего клапана;
- контроль уровня загазованности помещений ГРПБ;
- управление электромагнитным клапаном системы отопления;
- измерение давления на входе и на выходе ГРПБ;
- контроль значений давления на выходе из ГРПБ;
- контроль (измерение) перепада давления на фильтрующих элементах;
- измерение температуры воздуха в помещениях ГРПБ.

Комплекс средств автоматизации и сигнализации ГРПШ должен обеспечивать:

- контроль положения дверей шкафа ГРПШ;
- контроль доступа (санкционированного и несанкционированного) в ГРПШ;
- контроль положения отключающего клапана;
- измерение давления на входе и на выходе ГРПШ;
- контроль значений давления на выходе из ГРПШ;
- контроль (измерение) перепада давления на фильтрующих элементах;

¹⁾ В Российской Федерации применяемые средства измерений должны быть утвержденного типа и внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, в соответствии с Федеральным законом от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

- измерение температуры воздуха в шкафу ГРПШ (при наличии системы отопления).

Комплекс средств автоматизации ПРГ должен интегрироваться в АСУ ТП РГ, данные должны передаваться в диспетчерский пункт.

4.10.5 Структура комплекса средств автоматизации должна быть принята из условий:

- модульности построения;
- максимального приближения функций сбора (контроллера) и обработки информации к месту ее возникновения.

4.10.6 Средства сигнализации должны обеспечивать непрерывный контроль за состоянием воздуха внутри помещений и своевременно проводить оповещение при помощи звукового и светового сигналов.

4.10.7 В ПРГ предусматривают закладные конструкции и кронштейны для монтажа комплекса технических средств автоматизации (шкафов, датчиков, сигнализаторов), прокладки кабельных линий.

4.10.8 В состав комплекса технических средств для решения задач автоматизации должны входить:

- первичные преобразователи, датчики, сигнализаторы, функционирующие в автоматическом режиме и имеющие стандартные интерфейсы связи (цифровые и аналоговые);
- устройства для сбора и передачи данных;
- каналобразующая аппаратура.

4.10.9 В ГРПБ первичные преобразователи должны устанавливаться в помещении для размещения линий редуцирования, вторичная аппаратура – в отдельном помещении (отопительном или помещении, где располагаются КИП) вне взрывоопасной зоны.

Допускается размещать комплекс средств автоматизации для ГРПШ за пределами шкафа в отдельном боксе (шкафу).

4.10.10 Комплекс технических средств автоматизации должен быть защищен от несанкционированного вмешательства, перебоев в электропитании, механических воздействий.

4.10.11 В ГРПБ, оснащенных датчиками давления с цифровым дисплеем, допускается не применять механические манометры. При этом АСУ ТП, в состав которой входят датчики давления, должна иметь резервный источник питания.

4.10.12 В ГРПБ на газопроводе к отопительному газоиспользующему оборудованию следует предусматривать установку запорного клапана и электромагнитного клапана, включенного в систему контроля загазованности по метану (СН₄) и оксиду углерода (СО). При оснащении ГРПБ автоматизированной системой управления технологическим процессом, в ней должны быть реализованы функции системы контроля загазованности и управления электромагнитным клапаном с передачей сигнала о его закрытии на пульт диспетчера.

Электромагнитный запорный клапан должен обеспечивать прекращение подачи газа к отопительному газоиспользующему оборудованию при достижении в воздухе помещения, где расположено газоиспользующее оборудование, опасной концентрации природного газа свыше 20 % НКПРП и оксида углерода (СО), равной 5 ПДК р.з., что составляет 95 – 100 мг/м³.

4.10.13 Все электрические КИП, сигнализаторы, в том числе охранные, а также электромагнитные запорные клапаны, устанавливаемые в помещении линий редуцирования, должны быть во взрывобезопасном исполнении.

4.11 Отопление и вентиляция

4.11.1 Отопление и вентиляция блочного газорегуляторного пункта

4.11.1.1 В ГРПБ следует предусматривать систему отопления.

4.11.1.2 Система отопления должна обеспечивать в помещениях ГРПБ в холодный период года и переходных условиях температурный режим, соответствующий климатическому режиму технических устройств, но не менее 5 °С.

4.11.1.3 Система отопления должна обеспечивать автоматическое поддержание температуры воздуха в помещениях.

4.11.1.4 Отопление помещений ГРПБ может осуществляться:

- от централизованного источника тепла (от водяных тепловых сетей систем теплоснабжения) через индивидуальный тепловой пункт;
- от автономного источника тепла (отопительного газоиспользующего оборудования), работающего на природном газе;
- от электрической системы отопления;
- от иных источников отопления.

4.11.1.5 Применение газовой системы отопления¹⁾ в помещениях ГРПБ не допускается.

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

4.11.1.7 Индивидуальный тепловой пункт при централизованном теплоснабжении или теплогенератор с открытой камерой сгорания следует размещать в помещении, отделенном от других помещений противопожарной перегородкой I типа, за исключением помещений для размещения линий редуцирования, которые отделяются от других помещений согласно требованиям перечисления в) 4.3.13.

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

4.11.1.9 Прокладка трубопроводов систем отопления должна быть открытой.

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

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

4.11.1.12 Расстояния между фланцевыми, резьбовыми соединениями и отверстиями в стенах, перегородках, перекрытиях должны приниматься с учетом возможности сборки и разборки соединения с применением механизированного инструмента.

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

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

4.11.1.15 В электрической системе отопления следует применять электрические радиаторы во взрывобезопасном исполнении (при размещении их во взрывоопасных помещениях) с автоматическим регулированием температуры теплоотдающей поверхности нагревательного элемента в зависимости от температуры воздуха в помещениях.

4.11.1.16 В ГРПБ должен быть предусмотрен узел учета энергоносителей на отопление.

¹⁾ В Российской Федерации система отопления помещений ГРПБ выбирается в соответствии с СП 60.13330.2020 (приложение Б), исходя из их категории.

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

4.11.1.18 Отопительные приборы в помещениях ГРПБ следует размещать на расстоянии (в свету) не менее 100 мм по горизонтали от поверхности строительных конструкций.

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

4.11.1.20 Системы вентиляции помещений ГРУ и ГРПБ проектируют с учетом требований национальной нормативной документации¹⁾, а также требований эксплуатационной документации предприятий - изготовителей оборудования, если они не противоречат национальной нормативной документации.

4.11.1.21 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 должен осуществляться на расстоянии от сбросного газопровода, обеспечивающем безопасное рассеивание газа (учитывающим климатические условия и объем выбрасываемого газа), но не менее 3 м или на противоположной стене ГРПБ.

4.11.1.22 В районах песчаных бурь и интенсивного переноса пыли и песка за приемным отверстием следует предусматривать камеры для осаждения крупных частиц пыли и песка и размещать низ отверстия не ниже 3 м от уровня земли.

4.11.1.23 В блок-контейнере ГРПБ должны быть предусмотрены решетки (прорезы) для вентиляции. Не допускается закрывать вентиляционные отверстия, предусмотренные в блок-контейнере ГРПБ. Для защиты от проникновения в ГРПБ насекомых рекомендуется закрывать вентиляционные отверстия москитными сетками.

4.11.1.24 При прокладке продувочных и сбросных газопроводов по наружной поверхности конструкции блок-контейнера, в которой размещены воздухозаборные устройства приточной вентиляции, расстояние конечных участков данных труб до воздухозаборных устройств по вертикали должно быть не менее 1 м выше крыши блок-контейнера.

¹⁾ В Российской Федерации вентиляция помещений ГРПБ и ГРУ должна соответствовать СП 60.13330.2020.

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 документации¹⁾. 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 конструкции шкафа должны быть предусмотрены конструктивные элементы для размещения устройств, предназначенных для отопления, с обеспечением мероприятий по взрывопожаробезопасности.

4.11.2.3 Температура воздуха в ГРПШ должна соответствовать условиям эксплуатации технических устройств, входящих в его состав.

4.11.2.4 В электрической системе отопления следует применять электрические радиаторы во взрывобезопасном 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 12.2.091. ГОСТ 30331.3²⁾.

4.12.2 Электрооборудование и КИП с электрическим выходным сигналом, приборы электроосвещения, расположенные в помещении для размещения линий редуцирования, должны быть во взрывобезопасном исполнении в соответствии с ГОСТ 31610.0³⁾.

4.12.3 Для распределения электроэнергии должен быть предусмотрен распределительный щит.

При необходимости осуществления коммерческого учета электроэнергии, на ПРГ должен быть предусмотрен учетно-распределительный щит.

¹⁾ В Российской Федерации вентиляция ГРПШ должна соответствовать СП 60.13330.2020.

²⁾ В Российской Федерации также должны соблюдаться требования ГОСТ Р 50571.29.

³⁾ В Российской Федерации также должны соблюдаться требования ГОСТ Р 52350.14.

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

4.12.4 В электроустановках ПРГ должны быть предусмотрены меры защиты от поражения электрическим током. В вводно-распределительный щит должен устанавливаться выключатель с устройством защитного отключения.

4.12.5 В ГРПБ должно быть предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Светильники рабочего и аварийного освещения должны питаться от независимых источников.

4.12.6 Светильники аварийного освещения в помещении линий редуцирования ГРПБ предусматривают во взрывозащищенном исполнении. Допускается применение ручных осветительных приборов.

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

4.12.8 По опасности ударов молнии ГРПБ или ГРПШ следует классифицировать как специальные объекты, представляющие опасность для непосредственного окружения¹⁾.

4.12.9 Заземляющие устройства (заземлители) 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.

4.12.10 При размещении в ГРПБ системы автоматизации должна быть создана защита от вторичных воздействий молнии.

4.12.11 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.

4.12.12 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.

¹⁾ В Российской Федерации ГРПБ, ГРПШ следует относить к классу специальных объектов с минимально допустимым уровнем надежности защиты от прямых ударов молнии (ПУМ) 0,99.

4.12.13 Система пожарной сигнализации 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 м³/ч

4.13.1 Для ГРПШ с пропускной способностью до 50 м³/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:

4.13.2 В ГРПШ с пропускной способностью до 50 м³/ч перепад давления газа на устройстве очистки может замеряться переносными КИП. Места присоединения переносных манометров должны закрываться заглушками.

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
Средний 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.

При оснащении помещений ГРПБ пожарной сигнализацией и/или аварийной вентиляцией электроснабжение должно предусматриваться по категории I надежности.

5.3 Трубопроводную арматуру следует подбирать с учетом срока службы ПРГ, указанным в таблице 1.

Средний срок службы уплотняющих материалов (обеспечивающих герметичность корпуса относительно окружающей среды) регулятора давления газа и регулятора-монитора, предохранительной и отключающей арматуры – не менее 5 лет.

5.4 В ГРПШ допускается применение регулятора давления газа и/или регулятора-монитора, сохраняющего работоспособное состояние без проведения ремонтов. Техническое обслуживание таких устройств должно проводиться в соответствии с рекомендациями предприятия-изготовителя.

6 Маркировка, комплектность

6.1 Маркировка

6.1.1 На каждом ПРГ должна быть нанесена прочная, долговечная (в течение среднего срока службы) 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 располагаться:

- ГРПБ – на внешние и внутренние поверхности блок-контейнера;
- ГРПШ – на внешнюю и внутреннюю поверхность шкафа;
- ГРУ – на маркировочной табличке, закрепленной на раме.

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 электроэнергии;
- символ степени 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 выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 14192.

6.1.9 Детали и сборочные единицы, демонтируемые на время транспортирования, маркируются 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 зависимости от материала корпуса в соответствии с ГОСТ 4666.

6.2 Комплектность

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

6.2.2 ПРГ должны поставляться предприятием-изготовителем в полностью собранном виде. Допускается поставка со снятыми на время транспортирования конструктивными элементами, если это указано в конструкторской документации на ПРГ и определяется условиями транспортирования.

6.2.3 Допускается монтировать устройство молниезащиты, заземления и системы автоматизации на месте эксплуатации ПРГ без внесения в конструкцию изменений, не предусмотренных эксплуатационной документацией.

6.2.4 Комплект поставки должен включать:

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

- 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, дымовая труба, дефлекторы, крепления и т. п.), перечень которых должен быть указан в эксплуатационной документации на ПРГ;

- запасные герметизирующие прокладки для разъемных соединений, окон, дверей и вводов коммуникаций в блок-контейнер или шкаф;

- эксплуатационную и товаросопроводительную документацию для ПРГ, технических устройств, а также разрешительную документацию на их применение:

- комплект запасных деталей, специального инструмента и приспособлений, если это указано в конструкторской документации предприятия-изготовителя.

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

- диапазон давления газа на входе, МПа;

- давление газа на выходе, МПа;

- пропускную способность, $\text{нм}^3/\text{ч}$;

- давление (диапазон срабатывания) ОК (ПЗК), МПа;

- давление (диапазон срабатывания) ПК (ПСК), МПа;

- диаметр входного/выходного газопровода, мм;

- габаритные размеры (длину, ширину, высоту), м, не более;

- массу изделия, кг, не более;

- уровень шума, дБ, не более;

- средний срок службы, лет не менее;

- данные по электроустановке - напряжение, мощность, степень защиты, категория электроснабжения (для ГРПБ).

7 Приемка

7.1 Предприятием-изготовителем обеспечивается приемка ПРГ, деталей и сборочных единиц в соответствии с конструкторской документацией на них, ГОСТ 15.309 или настоящим стандартом.

7.2 Пункты редуцирования газа должны подвергаться 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 должен подвергаться каждый ПРГ. При обнаружении в процессе испытаний несоответствия какому-либо контролируемому показателю изделие бракуется. После устранения дефекта ПРГ должен повторно подвергаться приемо-сдаточным испытаниям.

7.4 Периодические испытания должны проводиться 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 отгрузка ПРГ всех исполнений приостанавливается до выявления причин отказа, а испытаниям подвергается удвоенное число образцов разного исполнения. При положительных результатах повторных периодических испытаний приемка и отгрузка ПРГ должна быть возобновлена.

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

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

Проверяемый параметр	Вид испытаний	
	приемо-сдаточные	периодические
Внешний вид, комплектность, маркировка, упаковка	Проверяется	Проверяется
Контроль сварных соединений	Проверяется	Проверяется
Герметичность линий редуцирования и системы отопления	Проверяется	Проверяется
Герметичность газонепроницаемой перегородки	Проверяется	Проверяется
Значение настройки и поддержания выходного давления регулятором давления газа	Проверяется	Проверяется
Значение настройки и поддержания выходного давления регулятором-монитором	Проверяется	Проверяется
Настройки срабатывания предохранительной и отключающей арматуры	Проверяется	Проверяется
Пропускная способность каждой линии редуцирования	Не проверяется	Проверяется
Работоспособность электрооборудования	Не проверяется	Проверяется
Правильность выполнения электромонтажа	Проверяется	Проверяется
Работоспособность сигнализаторов загазованности	Не проверяется	Проверяется
Работоспособность сигнализаторов системы пожаротушения	Проверяется	Проверяется
Работоспособность отопительного оборудования	Не проверяется	Проверяется

Проверяемый параметр	Вид испытаний	
	приемо-сдаточные	периодические
Работоспособность системы автоматизации	Не проверяется	Проверяется
Работоспособность УИРГ	Не проверяется	Проверяется
Уровень шума	Не проверяется	Проверяется
Испытания на транспортную тряску	Не проверяется	Проверяется

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 Упаковка должна производиться после приемочного контроля и включать в себя:

- раскладку и закрепление механически не связанных с блок-контейнером, шкафом или технологическими устройствами конструктивных элементов, технических устройств, КИП 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 производится 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 и заземляющие устройства консервируют маслом К-17 по ГОСТ 10877 или смазками, предназначенными для консервации изделий по ГОСТ 9.014, на срок до 1 года.

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 давление¹⁾:

- перед газоиспользующим оборудованием у потребителя. Параметры настройки регулятора давления газа рекомендуется выбирать из диапазона от 0,0013 до 0,005 МПа включительно;

¹⁾ Величина предельного максимального давления принимается в соответствии с нормативным документом на изготовление газоиспользующего оборудования.

- 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 предохранительного клапана устанавливаются более значения давления закрытия²⁾ 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 отключающего клапана 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 актах.

9.11 Для предотвращения отключения ПРГ закольцованных сетей газораспределения допускается производить настройку срабатывания отключающего клапана раньше предохранительного клапана.

9.12 Значение давления настройки отключающего и предохранительного клапана рекомендуется принимать без учета их класса точности.

²⁾ Под давлением закрытия понимается давление, которое возникает в выходном газопроводе ПРГ, при котором затвор регулятора давления закрывается. Понятие «затвор» принято в соответствии с п.7.9 ГОСТ 24856-2014.

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

- 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, предохранительного и отключающего клапанов устанавливаются 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 повышающего коэффициента 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*	Предохранительный клапан	Отключающий клапан**
Свыше 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 %)
Примечания			
* - настройки регулятора-монитора принимаются по TOP в соответствии с ГОСТ 34670.			
** - настройки отключающего клапана принимаются по MIP в соответствии с ГОСТ 34670.			

9.15 В процессе эксплуатации ПРГ параметры настройки технических устройств, приведенные в режимной карте, могут корректироваться по результатам выполнения замеров давления газа или изменения загрузки сети газораспределения, обусловленной подключением новых потребителей.

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

ГОСТ (проект RU, первая редакция)

9.17 При проведении технического обслуживания ПРГ допускается использование переносных приборов (в т. ч. программно-аппаратных комплексов, систем технического контроля и диагностирования).

Приложение А

(справочное)

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

1. Пример настройки технических устройств вводимого в действие ГРПШ (с резервной линией редуцирования подключаемой в автоматическом режиме) с высокого или среднего давления на низкое $P_{\text{вых}}=2200$ Па приведен в таблице А.1. В ГРПШ на линиях редуцирования установлены регулятор давления газа, предохранительный и отключающий клапаны 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 ($P_{\text{вых}}$)	2200	1980 (-10 % от $P_{\text{вых}}$)
Предохранительный клапан ($P_{\text{пк}}$)	2640 (+20 % от $P_{\text{вых}}$)	
Отключающий клапан ($P_{\text{ок}}$): - при повышении давления;	2860 (+30 % от $P_{\text{вых}}$)	3146 (+10 % от $P_{\text{ок}}$ рабочей линии редуцирования)
- при понижении давления.	1000	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		Отключающий клапан				Предохранительный клапан					
№ на схеме	Рабочее давление, Па	№ на схеме	Давление настройки, Па				№ на схеме	Пределы срабатывания, Па			
			по повышению		по понижению ¹			давление начала открытия		давление закрытия ²	
Рабочая линия редуцирования											
-	2200	-	2640 ³		1000 ³		-	2640 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	260 ⁴	10 ³	100 ⁴		10 ³	260 ⁴	- ³	- ⁴
Резервная линия редуцирования											
-	1980	-	3146 ³		1000 ³		-	-		-	
	Допустимое отклонение, не более		Допустимое отклонение, не более					Допустимое отклонение, не более			
	% Па		%	Па	%	Па		%	Па	%	Па
	10 ³ 190 ⁴		10 ³	310 ⁴	10 ³	100 ⁴		- ³	- ⁴	- ³	- ⁴
<p>1 Значение настройки отключающего клапана по понижению давления должно быть не менее минимального значения давления перед газоиспользующим оборудованием.</p> <p>2 Ячейка не заполняется при отсутствии значения давления закрытия в эксплуатационной документации на предохранительный клапан.</p> <p>3 Значение допустимого отклонения принимается в соответствии с классом точности, указанным в эксплуатационной документации, или по фактическому значению отклонения от настраиваемого параметра конкретного технического устройства.</p> <p>4 Фактическое значение настройки или значение допустимого отклонения может быть округлено в меньшую сторону в зависимости от цены деления манометра (мановакуумметра).</p>											

Приложение Б

(справочное)

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

1. 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 $P_{\text{вых}}=3000$ Па приведен в таблице Б.1. В ГРПБ на линиях редуцирования установлены регулятор давления газа, регулятор-монитор и отключающий клапан с классом точности 10.

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 ($P_{\text{вых}}$)	3000	2700 (-10 % от $P_{\text{вых}}$)
Регулятор-монитор	3300 (+10 % от $P_{\text{вых}}$)	3300 (+10 % от $P_{\text{вых}}$)
Отключающий клапан ($P_{\text{ок}}$): - при повышении давления; - при понижении давления.	4200 (+40 % от $P_{\text{вых}}$) 1200	4620 (+10 % от $P_{\text{ок}}$ рабочей линии редуцирования) 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		Отключающий клапан				Предохранительный клапан							
№ на схеме	Рабочее давление, Па	№ на схеме	Рабочее давление, Па	№ на схеме	Давление настройки, Па				№ 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		-	-	- ³				
	Допустимое отклонение, не более		Допустимое отклонение, не более		Допустимое отклонение, не более					Допустимое отклонение, не более					
	%		Па		%	Па	%	Па		%	Па	%	Па	%	Па
	10 ⁴		220 ³		10 ⁴	330 ³	10 ⁴	420 ³		10 ⁴	120 ³	10 ⁴	-	10 ⁴	- ³
Резервная линия редуцирования															
-	2700	-	3300	-	4620 ³		1200 ³		-	-	- ³				
	Допустимое отклонение, не более		Допустимое отклонение, не более		Допустимое отклонение, не более					Допустимое отклонение, не более					
	%		Па		%	Па	%	Па		%	Па	%	Па	%	Па
	10 ⁴		270 ³		10 ⁴	330 ³	10 ⁴	462 ³		10 ⁴	120 ³	10 ⁴	-	10 ⁴	- ³
<p>¹ Значение настройки отключающего клапана по понижению давления должно быть не менее минимального значения давления перед газоиспользующим оборудованием.</p> <p>² Ячейка не заполняется при отсутствии значения давления закрытия в эксплуатационной документации на предохранительный клапан.</p> <p>³ Фактическое значение настройки может быть округлено в меньшую сторону в зависимости от цены деления манометра (мановакуумметра).</p> <p>⁴ Значение допустимого отклонения принимается в соответствии с классом точности, указанным в эксплуатационной документации, или по фактическому значению отклонения от настраиваемого параметра конкретного технического устройства.</p>															

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
