

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»**

**стандарт организации**

**Проектирование, строительство и эксплуатация объектов  
газораспределения и газопотребления**

**ПУНКТЫ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА ШКАФНЫЕ**

**Общие технические условия**

**СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019**

Издание официальное

Санкт-Петербург

2019

## **Сведения о стандарте**

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа «Гипрониигаз» (АО «Гипрониигаз»)

2 ВНЕСЕН Акционерным обществом «Газпром газораспределение» (АО «Газпром газораспределение»)

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ распоряжением ООО «Газпром межрегионгаз» от 24.12.2019 г. № 81-Р/63

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© АО «Газпром газораспределение», 2019

Оформление АО «Газпром газораспределение»

Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных АО «Газпром газораспределение»

## Содержание

1	Область применения .....	1
2	Нормативные ссылки .....	1
3	Термины, определения и сокращения .....	5
4	Классификация .....	6
5	Общие положения .....	9
6	Технические требования .....	15
6.1	Линии редуцирования .....	15
6.2	Конструкция шкафа .....	19
6.3	Трубопроводная арматура .....	20
6.4	Соединения .....	21
6.5	Газопроводы и соединительные детали .....	23
6.6	Системы телеметрии, телемеханизации, сигнализации и контрольно-измерительные приборы .....	23
6.7	Отопление и вентиляция .....	25
6.8	Электроснабжение и молниезащита .....	25
6.9	Надежность .....	26
6.10	Пункты редуцирования газа шкафные с пропускной способностью до 50 м <sup>3</sup> /ч .....	26
7	Безопасность .....	28
8	Охрана окружающей среды .....	28
9	Комплектность .....	29
10	Маркировка и упаковка .....	30
10.1	Маркировка .....	30
10.2	Упаковка .....	30
11	Приемка .....	30
12	Методы контроля .....	33
13	Транспортирование и хранение .....	43

14	Указания по эксплуатации .....	43
15	Гарантии изготовителя .....	44
	Библиография .....	46

**СТАНДАРТ АО «ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ»**

---

**Проектирование, строительство и эксплуатация объектов  
газораспределения и газопотребления**

**ПУНКТЫ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА ШКАФНЫЕ**

**Общие технические условия**

---

Дата введения: 2019 - 12 - 25

## **1 Область применения**

1.1 Настоящий стандарт распространяется на пункты редуцирования газа шкафные (далее – ГРПШ), предназначенные для редуцирования давления природного газа по ГОСТ 5542 с входного значения (до 1,2 МПа включительно) и поддержания его в заданных пределах.

1.2 Настоящий стандарт устанавливает комплекс требований к изготовлению, контролю и приемке ГРПШ.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на ГРПШ, принятые в эксплуатацию до дня вступления в силу настоящего стандарта.

1.4 Положения настоящего стандарта обязательны для применения структурными подразделениями ООО «Газпром межрегионгаз», дочерними газораспределительными организациями АО «Газпром газораспределение», при проектировании, строительстве и эксплуатации сетей газораспределения.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 53865 Системы газораспределительные. Термины и

определения

ГОСТ Р 54983 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация

ГОСТ Р 55472 Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Часть 0. Общие положения

ГОСТ Р 55724 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ Р 56019–2014 Системы газораспределительные. Пункты редуцирования газа. Функциональные требования

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

ГОСТ 9.032 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения

ГОСТ 9.104 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации

ГОСТ 9.402 Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия лакокрасочные. Подготовка металлических поверхностей к окрашиванию

ГОСТ 12.1.030 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 12.2.007.0 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.033 Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования

ГОСТ 12.2.063 Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.4.026 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и

правила применения. Общие технические требования и характеристики.

Методы испытаний

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

ГОСТ 26.008 Шрифты для надписей, наносимых методом гравирования. Исполнительные размеры

ГОСТ 26.020 Шрифты для средств измерений и автоматизации. Начертания и основные размеры

ГОСТ 356 Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные, пробные и рабочие. Ряды

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

ГОСТ 5890 Соединения труб штуцерно-торцовые. Технические условия

ГОСТ 7512–82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 9544 Арматура трубопроводная. Нормы герметичности затворов

ГОСТ 10877 Масло консервационное К-17. Технические условия

ГОСТ 14192 Маркировка грузов

ГОСТ 14776 Дуговая сварка. Соединения сварные точечные.

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019

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

ГОСТ 17380 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 24297 Верификация закупленной продукции. Организация проведения и методы контроля

ГОСТ 24856 Арматура трубопроводная. Термины и определения

ГОСТ 27772 Прокат для строительных стальных конструкций. Общие технические условия

ГОСТ 28338 Соединения трубопроводов и арматура. Номинальные диаметры. Ряды

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

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

ГОСТ 34011–2016 Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические требования

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-1.2-2–2019  
Проектирование, строительство и эксплуатация объектов



газораспределения и газопотребления. Арматура регулирующая. Регуляторы давления для природного газа. Технические требования и методы испытаний

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.7–2013 Проектирование и строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Графическое отображение объектов сетей газораспределения и смежных коммуникаций

СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.12–2016 Проектирование и строительство и эксплуатация объектов газораспределения и газопотребления. Автоматизированные системы управления технологическим процессом распределения газа. Функциональные и технические требования

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. 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 в соответствии с ГОСТ 24856, ГОСТ 27.002 и ГОСТ Р 53865.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

- ЗА – запорная арматура;
- КД – конструкторская документация;

- КИП – контрольно-измерительные приборы;  
ОТК – отдел (служба) технического контроля;  
ПС – паспорт;  
РЭ – руководство по эксплуатации;  
СТУ – специальные технические условия;  
ЭД – эксплуатационная документация;  
*DN* – номинальный диаметр;  
*K<sub>v</sub>* – условная пропускная способность.

## 4 Классификация

4.1 Каждому ГРПШ присваивают следующее обозначение:

Шифр изделия – X1–X2/X3X4–X5–X6–X7–X8–X9–X10– X11 СТО \_\_,

где шифр изделия – ГРПШ;

X1 – модель регулятора давления<sup>1</sup>;

X2/X3 – количество рабочих/резервных линий редуцирования;

X4 – оснащение съёмной резервной линией редуцирования (символ «С»);

X5 – номер исполнения (в соответствии с 5.3);

X6 – номинальный расход газа<sup>2</sup>, м<sup>3</sup>/ч, при температуре 20 °С и давлении 0,10132 МПа (760 мм рт. ст.);

X7 – тип обогревателя (ОГ – обогреватель газовый,

---

<sup>1</sup> При наличии в составе линии редуцирования регулятора-монитора его модель указывают в скобках. При двухступенчатом редуцировании перед обозначением регулятора давления газа указывают «2СТ» и отделяют от модели регулятора давления газа знаком «;», а модель регулятора с настройками на выходное давление указывают в квадратных скобках.

<sup>2</sup> Номинальный расход газа – это требуемая расчётная пропускная способность ГРПШ, превышающая проектный расход от 15 до 20 % и округлённая до целого числа.

ОЭ – обогреватель электрический);

X8 – климатическое исполнение (У или УХЛ1);

X9 – оснащение телеметрией (Т) (при наличии);

X10 – оснащение узлом измерений расхода газа (СГ) (при наличии);

X11 – наличие двух выходов газопровода (2) (при наличии);

СТО – наименование организации и номер СТО в соответствии, с которым изготовлен ГРПШ.

#### 4.2 Запись обозначения ГРПШ

##### *Примеры*

*Пункт редуцирования газа шкафной с одной линией редуцирования:*

*ГРПШ – ХХХХ – 1/1 – 2 – 900 – ОГ – У – Т – СГ СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019 – пункт редуцирования газа шкафной с регулятором давления ХХХХ, одной рабочей и одной резервной линиями редуцирования; исполнение 2: «вход газопровода снизу – выход газопровода с торца»; номинальным расходом газа 900 м<sup>3</sup>/ч, с отоплением от газового обогревателя, в климатическом исполнении У, с системой телеметрии и узлом измерений расхода газа, с одним выходом газопровода. Изготовлен по СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019.*

*Пункт редуцирования газа шкафной с рабочей и резервной линиями редуцирования:*

*ГРПШ – ХХХХ – 1/1 – 2 – 900 – ОГ – У СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019 – пункт редуцирования газа шкафной с регулятором давления ХХХХ, одной рабочей и одной резервной линиями редуцирования; исполнение 2: вход газопровода снизу – выход газопровода с торца; номинальным расходом газа 900 м<sup>3</sup>/ч, с отоплением от газового обогревателя, в климатическом исполнении У, с одним выходом*

газопровода. Изготовлен по СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019.

*Пункт редуцирования газа шкафной с рабочей и съёмной резервной линиями редуцирования:*

*ГРПШ – ХХХХ – 1/1С – 2 – 900 – ОГ – У СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019 – пункт редуцирования газа шкафной с регулятором давления ХХХХ, одной рабочей и съёмной резервной линиями редуцирования; исполнение 2: «вход газопровода снизу – выход газопровода с торца»; номинальным расходом газа 900 м<sup>3</sup>/ч, с отоплением от газового обогревателя, в климатическом исполнении У, с одним выходом газопровода. Изготовлен по СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019.*

*Пункт редуцирования газа шкафной с двумя линиями редуцирования:*

*ГРПШ – ХХХХ(УУУУ)/ХХХХ(УУУУ) – 2/2 – 2 – 5000 – ОЭ – УХЛ1 – Т – СГ – 2 СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019 – пункт редуцирования газа шкафной с регулятором давления ХХХХ и регулятором-монитором УУУУ, установленными на двух рабочих и двух резервных линиях редуцирования; исполнение 2: «вход газопровода снизу – выход газопровода с торца»; номинальным расходом газа 5 000 м<sup>3</sup>/ч, с отоплением от электрического обогревателя, в климатическом исполнении УХЛ1, системой телеметрии и узлом измерений расхода газа, с двумя выходами газопровода. Изготовлен по СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019.*

*Пункт редуцирования газа шкафной с двухступенчатым редуцированием и двумя линиями редуцирования:*

*ГРПШ – 2СТ; ХХХХ[ZZZZ]/ХХХХ[ZZZZ] – 2/2 – 2 – 5 000 – ОЭ –*

*УХЛ1 –Т – СГ СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019 – пункт редуцирования газа шкафной с двухступенчатым редуцированием с регуляторами давления ХХХХ и ZZZZ, установленными на двух рабочих и двух резервных линиях редуцирования; исполнение 2: «вход газопровода снизу – выход газопровода с торца»; номинальным расходом газа 5 000 м<sup>3</sup>/ч, с отоплением от электрического обогревателя, в климатическом исполнении УХЛ1, системой телеметрии и узлом измерений расхода газа, с одним выходом газопровода. Изготовлен по СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-8-2–2019.*

4.3 При отсутствии обогрева, узла измерений расхода газа, телеметрии, резервной, съёмной резервной линии редуцирования соответствующие позиции не обозначаются.

## **5 Общие положения**

5.1 Пункт редуцирования газа шкафной должен соответствовать требованиям ГОСТ 34011, ГОСТ Р 56019, настоящего стандарта, а также другой нормативно-технической документации, устанавливающей требования к ним.

5.2 Пункт редуцирования газа шкафной изготавливают в модификациях в соответствии с ГОСТ 34011–2016 (пункт 4.1.6), а также в зависимости от направления входа и выхода газопроводов и с учетом сейсмичности площадки эксплуатации.

5.3 По направлению входа и выхода газопроводов ГРПШ могут изготавливаться в четырех исполнениях:

- исполнение 1 – «вход, выход снизу» (рисунок 1);
- исполнение 2 – «вход снизу – выход с торца» (рисунок 2);
- исполнение 3 – «вход с торца – выход снизу» (рисунок 3);

– исполнение 4 – «вход с торца – выход с торца» (рисунок 4).

Примечание:

В качестве торца шкафа ГРПШ принимают стенку с наименьшим линейным размером.



Рисунок 1 – Общий вид ГРПШ исполнение 1

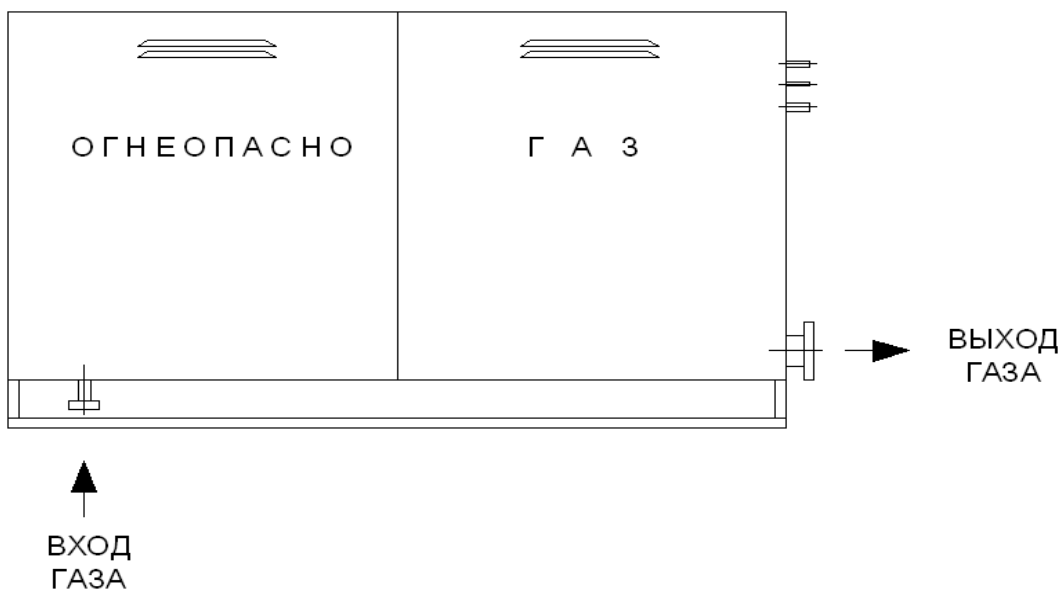


Рисунок 2 – Общий вид ГРПШ исполнение 2

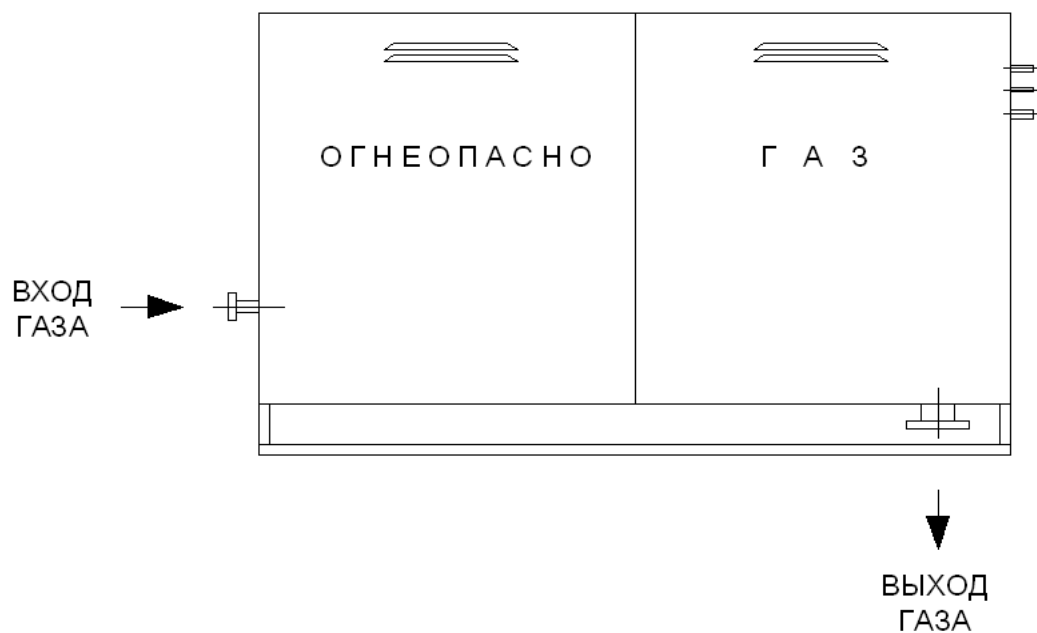


Рисунок 3 – Общий вид ГРПШ исполнение 3

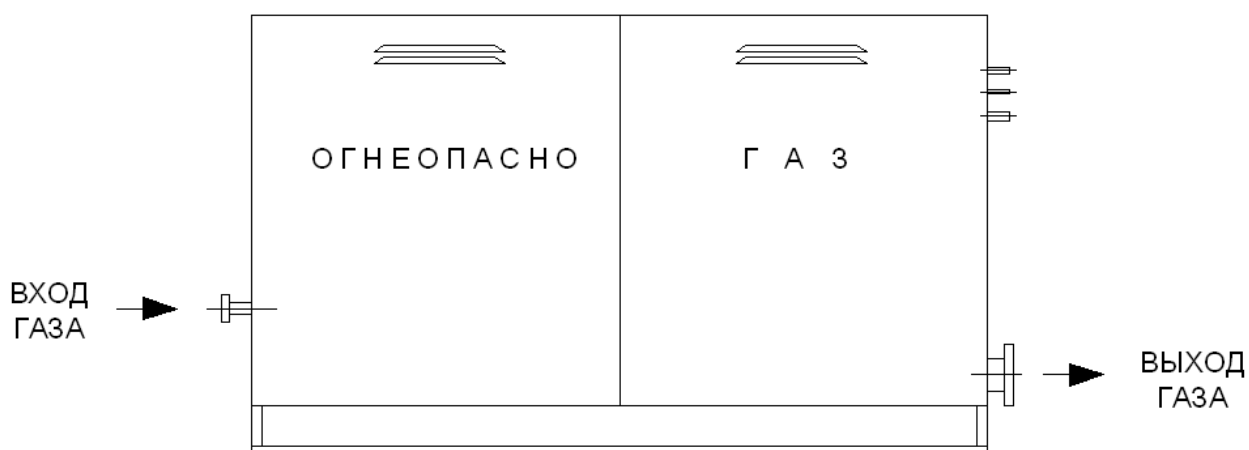


Рисунок 4 – Общий вид ГРПШ исполнение 4

5.4 В зависимости от сейсмичности площадки эксплуатации по двенадцатибалльной шкале сейсмической интенсивности MSK-64 по ГОСТ 30546.1 ГРПШ изготавливают в следующих исполнениях:

- до 6 баллов;
- до 9 баллов;
- свыше 9 баллов.

При сейсмической интенсивности свыше 9 баллов проектная документация разрабатывается на основании СТУ.

5.5 При наличии основной и резервных линий предусматривают исполнение по обеспечению их последовательного автоматического ввода в работу.

В конструкции ГРПШ предусматривают резервные линии редуцирования с учетом [1], ГОСТ 34011–2016 (пункт 4.1.9).

В конструкции ГРПШ резервные линии не устанавливают в случаях:

- наличия возможности газоснабжения объекта от закольцованной сети газораспределения;
- подачи газа на газоиспользующее оборудование, допускающее перерывы в газопотреблении.

5.6 Вид климатического исполнения ГРПШ должен соответствовать У или УХЛ категории 1 по ГОСТ 15150.

5.7 Конструкция ГРПШ включает в себя комплекс технологических устройств и оборудования указанные в ГОСТ 34011–2016 (пункт 4.1.5).

Допускается в конструкции ГРПШ предусматривать сигнализацию и систему телеметрии и/или телемеханизации.

5.8 Конструкция ГРПШ должна быть технологичной и обеспечивать его безопасность эксплуатации в течение среднего срока службы, указанного в ПС или РЭ ГРПШ.

5.9 Конструкция ГРПШ должна:

- обеспечивать прочность и устойчивость конструкций при погрузо-разгрузочных работах, транспортировании, монтаже и эксплуатации;
- обеспечивать свободный доступ персонала и удобное для обслуживания расположение технических устройств, средств контроля и автоматизации, систем инженерно-технического обеспечения с учетом требований ГОСТ 12.2.033;
- исключать возможность обмерзания и появления наледи на



оборудовании и конструкции шкафа при работающем обогреве ГРПШ;

- исключать возможность попадания влаги (в т.ч. через отверстия вентиляции), скопление влаги на крыше ГРПШ.

5.10 Применяемые технические устройства и материалы, в том числе импортные, должны иметь следующие разрешительные документы на применение:

- сертификат/декларацию соответствия в случаях, предусмотренных [2];

- свидетельства об утверждении типа средств измерений в соответствии с [3];

- техническое свидетельство, подтверждающее пригодность применения технического устройства для строительства на территории Российской Федерации в случаях предусмотренных [4];

- паспорт/сертификат качества и/или руководство по эксплуатации предприятия-изготовителя технических устройств и материалов.

Изделия и материалы для сборки и монтажа, указанные в спецификации ГРПШ, должны проходить верификацию на предприятии-изготовителе с оформлением соответствующих документов в соответствии с ГОСТ 24297.

Материалы, применяемые для изготовления деталей, должны соответствовать КД, действующим документам по стандартизации, техническому регулированию и настоящему стандарту.

Допускается замена изделий, указанных в спецификации ГРПШ, на аналогичные, не ухудшающие технические характеристики по согласованию с Заказчиком.

5.11 В паспорте или РЭ оговариваются места крепления технических устройств и газопроводов, которые подлежат ослаблению до и после выполнения монтажных работ, а также способы их проверки на герметичность и прочность после выполнения монтажных работ.

5.12 Трубопроводную арматуру располагают в технологической последовательности с минимальными значениями изгибающих и крутящих напряжений и с учетом условий ее эксплуатации и удобства обслуживания.

5.13 Опоры для газопроводов располагают ближе к арматуре, фланцам, тройникам и местам сосредоточения нагрузок, а также к местам поворотов газопроводов, и рассчитывают на вертикальные нагрузки от собственного веса. Опоры под газопроводы линий редуцирования размещают на расстоянии не менее 0,05 м от сварного соединения газопровода.

5.14 В конструкции ГРПШ должны быть предусмотрены кронштейны, опоры или другие крепления, которые обеспечивают прочность, устойчивость при транспортировании и сейсмических нагрузках (при их наличии).

При размещении ГРПШ на площадке сейсмичностью более 6 баллов крепления газопроводов должны обеспечивать его свободное перемещение и исключать сбрасывание с опор.

5.15 Требования к оформлению технологической схемы оборудования пунктов редуцирования газа указаны в СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.7–2013 (подраздел 7.6). Копия технологической схемы должны быть закреплена на внутренней поверхности ГРПШ и иметь защиту от попадания влаги и температурных воздействий.

5.16 Маховик ЗА с ручным приводом или рукоятку располагают на высоте не более 1,8 м от уровня земли. При установке ЗА на вертикальном участке газопровода, расстояние принимают от оси маховика или конца рукоятки. При установке ЗА учитывают ее массу.

Расстояние между выступающими частями ЗА, установленной на двух рядом расположенных газопроводах, должно оставлять не менее 0,05 м, между маховиками и рукоятками – не менее 0,1 м.

5.17 Пункт редуцирования газа шкафной должен иметь строповые устройства, рассчитанные на его подъем в полностью собранном виде.

Места строповки и схему строповки, при необходимости, наносят на наружную поверхность шкафа. Допускается схему строповки указывать в ПС или РЭ.

5.18 Металлические поверхности ГРПШ, включая шкаф, должны быть защищены от атмосферной коррозии.

Защиту металлических поверхностей осуществляют с применением коррозионно-стойких материалов или с применением лакокрасочных покрытий, стойких к воздействию окружающей среды в соответствии с требованиями ГОСТ 9.032, ГОСТ 9.104, ГОСТ 9.402. Лакокрасочное покрытие металлических поверхностей должно соответствовать по условиям эксплуатации – группе У1 или УХЛ1 ГОСТ 9.104.

5.19 Места установки приборов, клеммных коробок, стоек, прокладка трубных и электрических проводок должны соответствовать КД.

5.20 Уровень шума, создаваемый линиями редуцирования, не должен превышать требований установленных ГОСТ 34011–2016 (пункт 4.1.11).

5.21 Габариты (с учетом демонтажа съемных элементов) и масса ГРПШ должны обеспечивать возможность транспортировки по железной дороге и автомобильным транспортом по автодорогам всех категорий.

## **6 Технические требования**

### **6.1 Линии редуцирования**

6.1.1 Конструкцию линий редуцирования принимают по ГОСТ 34011–2016 (подраздел 4.2).

6.1.2 Допускается в конструкции линий редуцирования предусматривать комбинированные или модульные регуляторы давления с

встроенным предохранительным и/или отключающим клапаном без дополнительной установки предохранительного и/или отключающего клапана.

В соответствии с требованиями заказчика в ГРПШ допускается дополнительно устанавливать фильтр-влагоотделитель с обеспечением мер по обслуживанию данного фильтра.

6.1.3 Состав резервной линии редуцирования должен соответствовать рабочей (основной) линии или обеспечивать аналогичный уровень безопасности.

На съемной резервной линии должны быть установлены регулятор давления с КИП и отключающий клапан. Применение ЗА для редуцирования давления газа не допускается. Регулятор давления газа, устанавливаемый на съемной резервной линии редуцирования, должен иметь  $K_v$  не меньше, чем у регулятора давления газа рабочей (основной) линии редуцирования.

6.1.4 Диаметры входного<sup>1</sup> и выходного<sup>2</sup> газопроводов ГРПШ должны определяться на основании гидравлического расчета по [5]. Рекомендуемая скорость движения газа не должна превышать:

- 15 м/с – при давлении до 0,05 МПа;
- 25 м/с – при давлении от 0,05 до 0,6 МПа;
- 30 м/с – при давлении свыше 0,6 МПа

6.1.5 Выбор типоразмера регулятора давления газа, предохранительного клапана и газового фильтра осуществляют на основании гидравлического расчета, пропускной способности линии редуцирования газа и с учетом рекомендаций предприятия-изготовителя.

---

<sup>1</sup> Под входным газопроводом ГРПШ понимается газопровод от входного патрубка ГРПШ (включительно) до регулятора давления.

<sup>2</sup> Под выходным газопроводом ГРПШ понимается газопровод от регулятора давления до выходного патрубка ГРПШ (включительно)

6.1.6 Подбор предохранительного клапана осуществляют в соответствии с ГОСТ Р 56019–2014 (пункты 8.3.12–8.3.14).

6.1.7 Пропускную способность линий редуцирования определяют с учетом гидравлического сопротивления газового фильтра, ЗА и фитингов. Максимальное значение перепада давления на фильтре должно быть указано в ПС или РЭ на фильтр и ГРПШ.

Значения пропускной способности каждой рабочей линии редуцирования и общая пропускная способность ГРПШ (при параллельной работе двух рабочих линий редуцирования с одним выходом) должны быть указаны в ПС или РЭ на ГРПШ.

6.1.8 Толщина стенки трубы определяется расчетом, но не менее установленной в [6] (пункт 4.6).

6.1.9 Регулятор давления газа, предохранительный и отключающий клапан должны иметь собственные импульсные линии за исключением случаев, когда конструкцией предусмотрено наличие встроенных импульсных линий.

Место отбора импульса располагают на прямолинейном участке выходного газопровода, имеющего наибольший диаметр по расчету, на расстоянии не менее  $4 DN$  после регулятора давления и не менее  $2 DN$  перед следующим источником местного сопротивления. Место отбора импульсов устанавливают, как правило, внутри ГРПШ, его местоположение указывают в ПС или РЭ и на технологической схеме ГРПШ.

Диаметр импульсного газопровода должен быть не менее 10 мм, если другое не предусмотрено предприятием-изготовителем.

При горизонтальном расположении газопровода место отбора импульса располагают на верхней образующей газопровода.

6.1.10 Расположение сварных соединений на газопроводе должно обеспечивать возможность проведения контроля при эксплуатации.

6.1.11 Расстояние между соседними кольцевыми стыковыми сварными соединениями должно составлять не менее 50 мм.

Расстояние от начала изгиба трубы до края стыкового сварного шва или углового сварного шва принимают не менее наружного диаметра трубы, для труб с наружным диаметром до 50 мм – не менее 50 мм.

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

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

6.1.14 Расстояния между фланцевыми и резьбовыми соединениями принимают с учетом возможности сборки и разборки соединения.

6.1.15 На вертикальных участках газопроводов в нижней точке газопровода (при необходимости) предусматривают сливные штуцера с ЗА.

На всех выходных штуцерах при работе оборудования должны быть установлены заглушки.

6.1.16 В пункте редуцирования газа шкафом предусматривают систему продувочных и сбросных газопроводов.

Продувочные и сбросные газопроводы размещают:

- на входном газопроводе – после первой ЗА;
- на выходном газопроводе – перед последней ЗА;
- на участках газопровода с техническими устройствами, требующими настройку выходных параметров (после места отбора импульса).

Продувочные и сбросные газопроводы должны иметь минимальное количество поворотов и выводиться вертикально за пределами ГРПШ.

При переходе продувочного газопровода из горизонтального положения в вертикальное (при необходимости) предусматривают возможность слива конденсата.

Номинальный диаметр сбросного газопровода предусматривают не менее  $DN$  выходного патрубка предохранительного клапана.

Номинальный диаметр продувочного газопровода должен быть не менее 20 мм ( $DN 20$ ). Допускается объединять продувочные газопроводы одинакового давления в общий продувочный газопровод.

6.1.17 Для технических устройств, требующих настройку выходных параметров, систему продувочных и сбросных газопроводов предусматривают после места отбора импульса.

## **6.2 Конструкция шкафа**

6.2.1 Конструкция шкафа должна соответствовать требованиям ГОСТ 34011–2016 (подраздел 4.4), [6], а также положениям настоящего стандарта.

6.2.2 Конструктивные решения шкафа определяются:

– выбором марки стали шкафа по [7] с учетом температуры наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92;

– расчетом на прочность и устойчивость с учетом собственного веса, расчетной снеговой, ветровой и сейсмической нагрузок, принятых по [8], [9].

6.2.3 Острые кромки конструктивных элементов притупляют радиусом (фаской) не менее 1 мм.

6.2.4 Материалы для утепления шкафа должны быть сертифицированы и иметь сертификат соответствия требованиям [10].

Сортамент швеллеров, уголков, листов для изготовления шкафа

принимают по ГОСТ 27772 и [7].

6.2.5 Толщину стенок шкафа, а также толщина утеплителя (при наличии обогрева) определяют расчетами удельного расхода энергии на отопление по [11], [12].

6.2.6 Габаритные размеры шкафа принимают по ГОСТ 34011–2016 (пункт 4.4.9).

6.2.7 На внутренней стороне двери или стенки шкафа предусматривают карман для хранения ЭД, обеспечивающий защиту от попадания влаги.

### **6.3 Трубопроводная арматура**

6.3.1 Трубопроводная арматура должна соответствовать ГОСТ 12.2.063, ГОСТ 9544, ГОСТ 34011, а также положениям настоящего стандарта.

6.3.2 Трубопроводная арматура должна соответствовать:

- номинальным диаметрам – по ГОСТ 28338;
- давлениям пробным и рабочим – по ГОСТ 356;
- маркировке – по ГОСТ 4666.

6.3.3 Трубопроводная арматура с приводом, имеющим электрическую часть, должна соответствовать требованиям по взрывозащищенности [13].

6.3.4 Трубопроводную арматуру поставляют с комплектом документов предприятия-изготовителя, содержащей техническое описание и инструкцию по эксплуатации.

6.3.5 Трубопроводная арматура должна иметь герметичность класса А.

6.3.6 Регулятор давления газа должен соответствовать требованиям ГОСТ 34011–2016 (подпункт 4.5.2) и СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.4-1.2-2.



## 6.4 Соединения

6.4.1 Соединительные детали, поступающие на сборку, изготавливают согласно требованиям КД.

6.4.2 На поверхностях труб не допускаются трещины, плены, вздутия и закаты.

На торцах труб не допускаются расслоения.

Допускаются отдельные вмятины, рябизна, риски, следы зачистки и другие дефекты, обусловленные способом производства, если они не выводят толщину стенки за минимальные размеры, а также слой окалины, не препятствующий осмотру.

Внутреннюю полость стальных труб очищают от возможных загрязнений.

Кромки и прилегающие к ним внутреннюю и наружную поверхности труб перед сваркой зачищают до чистого металла на ширину не менее 20 мм.

6.4.3 Соединения труб и соединительных деталей по ГОСТ 17380 должны быть неразъёмными, на сварке.

6.4.4 Присоединение технических устройств:

– резьбовое, цапковое или штуцерно-торцовое (штуцерное), на трубопроводах номинальным диаметром не более  $DN 40$ , конструкция и размеры – по ГОСТ 2822 и ГОСТ 5890;

– фланцевое – по ГОСТ 33259;

– под приварку – по ГОСТ 16037.

6.4.5 Сварные швы металлоконструкций, поддерживающих кронштейнов и крепежных частей ГРПШ должны соответствовать ГОСТ 5264 и ГОСТ 14776.

6.4.6 Присоединение импульсных газопроводов к техническим устройствам цапковое или штуцерно-торцовое, конструкция и размеры – по ГОСТ 2822 и ГОСТ 5890.

6.4.7 Допускается применение муфтовых присоединений с применением контргаяк и/или дополнительных герметизирующих материалов или составов на газопроводах, не находящимся под воздействием избыточного давления (сбросные, продувочные газопроводы и т.п.).

6.4.8 Смещение кромок свариваемых труб не должно превышать величины, указанной в [14] и ГОСТ 16037.

6.4.9 Сварку стальных труб проводят по аттестованной технологии.

6.4.10 Сварные швы должны соответствовать [14], а также:

– иметь равномерную мелкочешуйчатую поверхность и плавные переходы к основному металлу;

– заварку дефектных участков сварного шва выполняют тем же методом и с использованием тех же сварочных материалов (по маркам), которыми выполнялась сварка данного шва.

6.4.11 Разъемные соединения должны соответствовать ГОСТ 34011–2016 (подраздел 4.5.7).

6.4.12 Герметичность разъемных соединений технических устройств, снимаемых при капитальном ремонте, достигают путем использования уплотнительных материалов, указанных предприятием-изготовителем.

Уплотнительные материалы не должны образовывать с природным газом химических соединений и разрушаться от его воздействия.

6.4.13 Разъемные соединения выполняют с усилием, обеспечивающим их герметичность в соответствии с КД. Рекомендуется применять устройства, обеспечивающие контроль усилия натяжения.

6.4.14 Сборку разъемного соединения проводят без перекоса и дополнительного натяжения.

Отклонение от вертикальной и горизонтальной оси сопрягаемых поверхностей разъемных соединений не должно превышать 0,5 мм.

Зазор уплотнительной поверхности фланцевого соединения должен

быть одинаковым по окружности и соответствовать толщине уплотнительного материала.

Выравнивание перекосов крепежными деталями и клиновыми прокладками не допускается.

6.4.15 Сварные соединения газопроводов подвергают контролю физическими методами в соответствии с [6].

По итогам проведенного контроля оформляют протокол проверки сварных стыков газопровода радиографическим методом, по форме установленной [5] (приложение Ф).

## **6.5 Газопроводы и соединительные детали**

Газопроводы, а также трубы и соединительные детали должны соответствовать ГОСТ 34011–2016 (пункт 4.5.8).

## **6.6 Системы телеметрии, телемеханизации, сигнализации и контрольно-измерительные приборы**

6.6.1 Средства измерений должны соответствовать [3].

Монтаж средств измерений осуществляют в соответствии с ПС или РЭ предприятия-изготовителя.

6.6.2 Контрольно-измерительные приборы, системы телеметрии, телемеханизации и сигнализации должны соответствовать документам по стандартизации.

Системы телеметрии создают на базе специализированных средств измерения, имеющих соответствующие сертификаты.

Электроснабжение систем телеметрии, телемеханизации, сигнализации, электрических КИП, устанавливаемых в ГРПШ, осуществляют от централизованного и/или автономного источника электроснабжения.

6.6.3 Пункт редуцирования газа шкафной оснащают

системой телеметрии в соответствии с СТО ГАЗПРОМ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ 2.12–2016 (раздел 8).

6.6.4 Система автоматизации, устанавливаемая в ГРПШ, должна обеспечивать реализацию функций измерений и сигнализации, выдачу аварийных сигналов оператору и диспетчеру, а также обеспечивать (по требованию Заказчика) автоматическое управление режимами работы технических устройств и реализацию функций управления.

Система автоматизации должна соответствовать требованиям ГОСТ 34011, [6], ГОСТ Р 55472, [13].

6.6.5 Объем контроля, места установки КИП, датчиков и отборных устройств, способы контроля, точность измерений, правила безопасной эксплуатации определяют при разработке КД и указывают в ЭД.

Установку КИП предусматривают исходя из удобства монтажа, обслуживания, проведения поверки. Порядок и сроки поверки принимают в соответствии с [3] и ПС или РЭ предприятия-изготовителя.

6.6.6 Узел измерений расхода газа должен обеспечивать измерение параметров во всем диапазоне измерений. Погрешность средств измерений не должна превышать значений, установленных в [15].

Узел измерений расхода газа должен быть подключен к системе телеметрии для передачи информации о параметрах газа и состоянии средств измерений.

Первичный преобразователь расхода газа узла измерений не должен создавать перепад давления. Рекомендуется использовать первичный преобразователь ультразвукового типа.

6.6.7 Класс точности манометров, устанавливаемых в ГРПШ, принимают по ГОСТ 34011–2016 (пункт 4.6.2).

6.6.8 Манометры устанавливают в местах, удобных для обслуживания и ремонта, снятия показаний, а также защищают от повреждений, загрязнений и коррозионного воздействия.

## **6.7 Отопление и вентиляция**

6.7.1 Систему отопления и вентиляции ГРПШ проектируют в соответствии с ГОСТ 34011–2016 (подраздел 4.7.2), [6], [16], а также ПС и РЭ предприятий-изготовителей на газоиспользующее оборудование.

6.7.2 Для ГРПШ с электрическим обогревом предусматривают подключение к автономному и/или централизованному источнику электроснабжения.

6.7.3 Для отопления применяют электронагревательные приборы во взрывозащищенном исполнении.

6.7.4 Размещение устройств, предназначенных для обогрева, и их конструкция должны исключать опасность возгорания от утечек или выбросов газа, в том числе при проведении регламентных работ. Отопительное оборудование оснащают автоматическими устройствами безопасности. Отопительное оборудование должно обеспечивать устойчивую работу при различных погодных условиях. Отвод продуктов сгорания от отопительного оборудования предусматривают в атмосферу за пределы шкафа.

## **6.8 Электроснабжение и молниезащита**

6.8.1 Электроснабжение ГРПШ должно соответствовать [13].

6.8.2 Электропитание осуществляют напряжением переменного тока 220 В и/или напряжением постоянного тока  $(24 \pm 2,4)$  В или 12 В, напряжение питания переносных светильников – постоянное не более 12 В.

Переход с основного источника питания на резервный и обратно должен осуществляться автоматически, без потери работоспособности оборудования систем телеметрии, сигнализации и КИП.

6.8.3 Электропитание ГРПШ должно осуществляться из одного электрораспределительного шкафа.

Подвод электропитания к каждому техническому устройству проводят через отдельный автоматический выключатель.

6.8.4 Для внутреннего освещения ГРПШ рекомендуется использовать:

- естественное через открытые двери шкафа в светлое время суток;
- электроосвещение от переносных аккумуляторных устройств во взрывозащищенном исполнении.

6.8.5 Заземление и зануление технических устройств выполняют в соответствии с [13], [17] и ГОСТ 12.1.030, ГОСТ 21130.

6.8.6 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 наносят или закрепляют знак заземления по ГОСТ 21130.

6.8.7 Устройство молниезащиты выполняют в соответствии с [18].

## **6.9 Надежность**

Пункт редуцирования газа шкафной должен соответствовать требованиям надежности по ГОСТ 34011–2016 (раздел 5).

## **6.10 Пункты редуцирования газа шкафные с пропускной способностью до 50 м<sup>3</sup>/ч**

6.10.1. Конструкция ГРПШ с пропускной способностью до 50 м<sup>3</sup>/ч должна соответствовать требованиям ГОСТ 34011 и настоящего стандарта с учётом данного подраздела.

6.10.2 Вывод сбросного газопровода допускается предусматривать за стенку шкафа, при соблюдении мер по защите от попадания в него атмосферных осадков.

6.10.3 Продувку газопроводов допускается осуществлять при помощи демонтируемых гибких трубопроводов (гибких рукавов), установленных на линиях редуцирования (в местах, определённых 6.1.16) и выведенных в безопасное место. Для подключения гибкого трубопровода рекомендуется использовать ЗА и штуцерное соединение. Внутренний диаметр гибких трубопроводов должен быть не менее 6 мм.

6.10.4 Установку стационарных манометров и мест присоединения переносных манометров допускается не предусматривать, если возможность измерения входного и выходного давления предусмотрена конструкцией регулятора давления газа.

6.10.5 Установку стационарных манометров допускается предусматривать за пределами конструкции ГРПШ, при этом их защищают от атмосферных осадков и несанкционированного доступа.

## **7 Безопасность**

7.1 Вентиляционные отверстия ГРПШ обеспечивают, предусмотренный КД, воздухообмен при его эксплуатации.

Закрывать вентиляционные отверстия, предусмотренные в ГРПШ, запрещается.

7.2 Монтаж технических устройств и средств измерений выполняют в соответствии с требованиями ПС или РЭ предприятия-изготовителя.

7.3 Корпус средства измерения заземляют в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0. В месте заземления наносят нестираемый знак заземления по ГОСТ 21130.

7.4 К выполнению сварочных работ допускают сварщиков и специалистов сварочного производства, аттестованных в установленном порядке.

7.5 Специалисты неразрушающего контроля должны быть аттестованы в установленном порядке.

7.6 Оборудование, применяемое при контроле качества работ, поверяют в соответствии с [3].

7.7 Монтаж ГРПШ осуществляет специализированная организация в соответствии с проектной (рабочей) документацией привязки.

7.8 При выполнении погрузочно-разгрузочных работ соблюдают указания предупредительной маркировки и схемы строповки, нанесенной на упаковку или ГРПШ, и проводят способом, обеспечивающим его полную сохранность.

7.9 Стropовку проводят в соответствии со схемой, не менее чем четырьмя стрoпами, расположенными в вертикальной плоскости, с применением распорок. Длины строп должны быть одинаковыми. Угол между стрoпами принимают в пределах от 60° до 90°. При строповке следят за тем, чтобы стропы не повредили изделие.

7.10 Пуско-наладочные работы ГРПШ проводят специализированные организации.

## **8 Охрана окружающей среды**

8.1 При испытаниях и монтаже ГРПШ осуществляют мероприятия и работы по охране окружающей среды в соответствии с требованиями [19].

8.2 Очистку газового фильтра от загрязнений проводят в специальные отстойники или емкости за пределами ГРПШ с соблюдением требований правил безопасности и охраны окружающей среды.

8.3 Продувочные и сбросные газопроводы выводят в места, обеспечивающие безопасные условия для рассеивания газа. Продувочные и сбросные газопроводы должны иметь минимальное число поворотов. Выбросы газа должны быть минимизированы. Конструкции оголовков должны предотвращать попадание атмосферных осадков в газопроводы.

8.4 Территорию площадки после монтажа и сборки ГРПШ очищают от мусора.



## **9 Комплектность**

Пункт редуцирования газа шкафной должен поставляться предприятием-изготовителем в полностью собранном виде в соответствии с ГОСТ 34011–2016 (подраздел 6.2). Допускается поставка со снятыми на время транспортирования конструктивными элементами, если это предусмотрено КД на ГРПШ и определяется условиями транспортирования.

## **10 Маркировка и упаковка**

### **10.1 Маркировка**

10.1.1 На внешнюю и внутреннюю поверхность каждого ГРПШ наносят маркировку в соответствии с ГОСТ 34011–2016 (подраздел 6.1) и разделом 4 настоящего стандарта.

10.1.2 Содержание маркировки ГРПШ на табличке наносят фотохимическим и/или ударным или другими способами обеспечивающими сохранность на весь срок службы. Надпись на табличке выполняют шрифтами по ГОСТ 26.008, ГОСТ 26.020. Не допускается применять таблички на основе липких аппликаций.

10.1.3 Форма и размеры знаков принимают ГОСТ 12.4.026, шрифт по ГОСТ 26.020.

10.1.4 Транспортную маркировку ГРПШ, при необходимости, а также отдельных элементов или пакетов, ящиков выполняют в соответствии с ГОСТ 14192 и наносят черной несмываемой краской на фанерные или металлические ярлыки. Транспортная маркировка должна содержать следующие данные:

- наименование грузополучателя;
- наименование пункта назначения;
- массы брутто и нетто грузового места в килограммах (кг);

- наименование грузоотправителя;
- наименование пункта отправителя;
- порядковый номер грузового места и количество грузовых мест в виде дроби (в числителе – порядковый номер грузового места, в знаменателе – общее количество мест в партии);
- товарный знак отправителя, а также указание в каком грузовом месте находится документация;
- манипуляционные знаки – «Место строповки», «Центр тяжести»;
- схему строповки.

## **10.2 Упаковка**

10.2.1 Упаковка ГРПШ должна соответствовать ГОСТ 34011–2016 (подраздел 6.3).

10.2.2 Комплект документов (ПС, РЭ, сертификаты/декларации соответствия, карта сварных стыков), на ГРПШ упаковывают в защитную упаковку для предохранения ее от попадания влаги.

10.2.3 Неокрашенные поверхности деталей, узлов и комплектующих изделий (уплотнительные поверхности фланцев и резьбы), присоединительные элементы и заземляющие устройства консервируют консервационным маслом К-17 по ГОСТ 10877 или другими смазками, предназначенными для консервации изделий группы II-1 по варианту ВЗ-1 ГОСТ 9.014, на срок до 1 года.

## **11 Приемка**

11.1 Пункт редуцирования газа шкафной принимает ОТК или другое уполномоченное подразделение предприятия-изготовителя в соответствии с ГОСТ 15.309 и настоящим стандартом.

11.2 Пункт редуцирования газа шкафной подвергают приемо-

сдаточным, периодическим, типовым и сертификационным испытаниям. Перечень приемо-сдаточных и периодических испытаний установлен ГОСТ 34011–2016 (таблица 2).

### 11.3 Приемо-сдаточные испытания

11.3.1 Каждый ГРПШ, выпускаемый предприятием-изготовителем, проходит приемо-сдаточные испытания.

11.3.2 Приемо-сдаточные испытания проводит ОТК предприятия-изготовителя.

11.3.3 При обнаружении в процессе испытаний:

– устранимых дефектов ГРПШ передают в производство на доработку, затем повторно подвергают приемо-сдаточным испытаниям в полном объеме;

– неустранимых дефектов ГРПШ бракуют и отправляют в изолятор брака с последующим разбором и утилизацией.

Результаты приемо-сдаточных испытаний оформляют протоколом или отражают в журнале по форме предприятия-изготовителя ГРПШ.

11.3.4 Пункт редуцирования газа шкафной, выдержавший приемо-сдаточные испытания, опломбирует ОТК предприятия-изготовителя, а в паспорте делают соответствующие отметки.

### 11.4 Периодические испытания

11.4.1 Периодические испытания проводят не реже 1 раза в 3 года, не менее чем на одном ГРПШ, прошедшем приемо-сдаточные испытания.

Сроки проведения испытаний устанавливаются предприятием-изготовителем.

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

ГРПШ возобновляют.

Результаты периодических испытаний оформляют протоколом.

11.4.3 При отрицательных результатах периодических испытаний к протоколу прикладывают перечень дефектов с анализом их причин и мер по их устранению.

#### 11.5 Типовые испытания

11.5.1 Типовые испытания проводят с целью оценки эффективности и целесообразности предлагаемых изменений в конструкции или технологии изготовления, которые могут повлиять на технические характеристики.

11.5.2 Типовые испытания проводит предприятие-изготовитель или испытательная организация по специальной программе и методике испытаний, утвержденной в установленном порядке.

#### 11.6 Сертификационные испытания

11.6.1 Сертификационные испытания проводят не менее чем на одном ГРПШ из числа прошедших приемо-сдаточные испытания по специальной программе и методике испытаний, утвержденной в установленном порядке.

11.7 Испытания проводят при нормальных значениях климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150.

11.8 Проверку работоспособности технических устройств и оборудования проводят после проверки правильности выполнения монтажных работ в соответствии с КД.

11.9 Массу ГРПШ определяют расчетным способом по рабочим чертежам и при необходимости подтверждают один раз при проведении приемочных испытаний взвешиванием. Повторное взвешивание проводят при внесении изменений в конструкцию ГРПШ, влияющих на его массу.

11.10 Количественные значения показателей надежности, долговечности (среднего срока службы) и безотказности (наработки на

отказ) проверяют на основании данных эксплуатационной статистики, результатов поверочных расчетов, учитывающих показатели надежности технических устройств ГРПШ, а также по результатам ускоренных испытаний, проведенных по методике, утвержденной в установленном порядке. Проверку проводят один раз при приемочных испытаниях, повторную проверку – при внесении изменений в конструкцию ГРПШ влияющих на данные показатели.

## **12 Методы контроля**

### 12.1 Внешний вид, комплектность, маркировка, упаковка

12.1.1 Визуальным осмотром проверяют наличие следующих документов ГРПШ:

- руководство по эксплуатации, ПС, в том числе на технические устройства;
- сертификаты/декларации соответствия, в том числе на технические устройства;
- свидетельства об утверждении типа средств измерений на КИП;
- протокола контроля сварных стыков и карты сварных стыков.

12.1.2 Визуальным осмотром и измерительным контролем проверяют соответствие ГРПШ сборочному чертежу, РЭ по параметрам, которые могут быть проверены без разборки и испытаний ГРПШ, а также правильность монтажа сборочных единиц, в том числе проверка:

- соответствия технологической обвязки линии редуцирования технологической схеме (закрепленной внутри ГРПШ);
- наличия стрелок-указателей направления движения рабочей среды;
- наличия указателей (открыто – закрыто) на штурвалах и рукоятках

ЗА.

Проводят осмотр соединений (сварных и резьбовых) и резьбы на отсутствие трещин всех видов и направлений, наплывов, подрезов,

прожогов и других технологических дефектов.

12.1.3 При проверке на соответствие заявленным габаритным размерам, диаметрам входного, выходного газопроводов и сбросных, продувочных газопроводов допустимое отклонение не должно превышать  $\pm 1\%$ , если другое значение отклонения не установлено КД. Результаты проверки считаются удовлетворительными, если габариты ГРПШ соответствуют КД предприятия-изготовителя.

12.1.4 Контроль качества окрашенных поверхностей, а также поверхностей под окраску, проводят визуальным осмотром на расстоянии от 250 до 300 мм от контролируемой поверхности при естественном или искусственном освещении. Нормы искусственного освещения принимают по [13]. На окрашенных поверхностях не допускается проколов, кратеров, отслоения покрытия, мест коррозии, «вспучивания» покрытия, растрескивания, наличие включений, потоков, штрихов, рисок, волнистости, разнооттеночности.

Лакокрасочные покрытия должны соответствовать указанному в настоящем стандарте классу и условиям эксплуатации по 5.18.

12.1.5 Комплектность, маркировку, упаковку, наличие технологической схемы ГРПШ, отсутствие повреждений проверяют визуально.

Проверку комплектности проводят сверкой с данными, указанными в документах (РЭ, ПС, сертификатах/декларациях соответствия, в том числе на технические устройства).

Качество и содержание маркировки проверяют визуальным осмотром в соответствии с требованиями настоящего стандарта.

Проверку упаковки проводят визуальным осмотром. Упаковка должна отвечать требованиям настоящего стандарта. Упаковывание и проверку проводят после завершения других видов контроля и испытаний.

## 12.2 Контроль сварных соединений

Контроль качества сварных швов газопроводов, работающих под давлением, а также сбросных и продувочных газопроводов, проводят согласно требованиям [6] и [14] следующими методами:

– визуальным контролем – при выполнении приемо-сдаточных испытаний: проводят осмотр всех сварных соединений на отсутствие трещин всех видов и направлений, наплывов, подрезов, прожогов, незаваренных кратеров, пористости и других технологических дефектов, а также проверку протокола контроля сварных стыков;

– методами физического контроля – контроль следует проводить после окончания изготовления линий редуцирования в процессе изготовления ГРПШ, результаты контроля оформляют протоколом; контроль сварных стыков проводят физическими методами: радиографическим по ГОСТ 7512 и ультразвуковым по ГОСТ Р 55724.

### 12.3 Проверка герметичности линий редуцирования

12.3.1 Проверка герметичности проводится после испытаний на прочность. Испытания на прочность допускается проводить на узлах (сборочных единицах) в процессе изготовления ГРПШ.

Контроль давления проводят по манометрам избыточного давления класса точности не ниже 1,5.

Испытания проводят при установившемся давлении в течение времени, необходимого для осмотра ГРПШ, но не менее 5 мин. Повышение давления проводят со скоростью не более 0,5 МПа/мин.

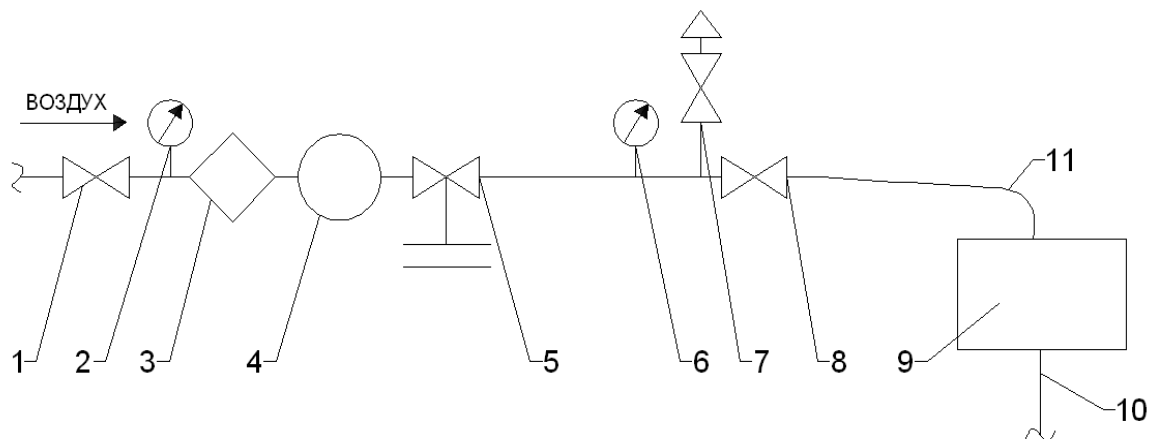
Если арматура не рассчитана на испытательное давление, то вместо нее на период испытаний устанавливают катушки, заглушки.

Перед испытанием газопроводы продувают сжатым воздухом.

12.3.2 Проверку линий редуцирования на герметичность осуществляют пневматическим давлением, допускается проведение гидравлических испытаний. Испытательное давление, а также продолжительность испытаний должны соответствовать [6] (таблица 16).

## 12.4 Проверка настройки срабатывания предохранительных устройств

Проверку проводят с использованием стенда (рисунок 5) или другого источника пневмодавления.



- 1 – входной кран; 2, 6 – манометр; 3 – фильтр газовый; 4 – счетчик;  
 5 – технологический регулятор давления; 7 – настроечный газопровод;  
 8 – выходной кран; 9 – испытываемый ГРПШ;  
 10 – выходной участок линии редуцирования, 11 – входной участок линии редуцирования

Рисунок 5 – Схема принципиальная стенда для испытаний

Проверку давления срабатывания предохранительного клапана осуществляют с учетом требований ПС или РЭ на него в следующем порядке:

- на выходе сбросного газопровода устанавливают гибкую трубку диаметром 10 мм с отметкой 10 мм от свободного конца, конец трубки опускают в емкость с водой до отметки;

- подают давление в выходной газопровод или подключают источник пневмодавления к штуцеру перед предохранительным клапаном.

Давление контролируют по манометру (мановакуумметру);



– регулятором давления (на линии редуцирования или на автономном источнике давления) плавно повышают давление до срабатывания предохранительного клапана;

– начало срабатывания предохранительного клапана определяют по появлению пузырьков воздуха и стрелке манометра, когда предохранительный клапан откроется, стрелка должна опуститься в сторону наименьшего давления. Значение давления срабатывания должно соответствовать значению, указанному в ПС или РЭ на ГРПШ (предохранительный клапан);

– давление закрытия определяют при понижении давления перед предохранительным клапаном (регулятором давления) до прекращения выхода пузырьков.

Проводится не менее 3 проверок срабатывания предохранительного клапана.

#### 12.5 Проверка настройки срабатывания защитных устройств

Проверку срабатывания отключающего клапана при понижении или повышении выходного давления проводят с учетом требований документов, включая ПС и РЭ на отключающий клапан с использованием стенда (рисунок 5) или другого источника пневмодавления.

Испытания проводят по проверке (подтверждению) установленных на отключающем клапане значений срабатывания. Испытания проводят после проверки давления настройки регулятора давления и регулятора-монитора.

Испытания проводят в следующем порядке:

– проверка давления срабатывания отключающего клапана по повышению выходного давления:

1) подключают входной участок линии редуцирования 11 к источнику пневмодавления;

2) открывают входной кран 1 и выходной кран 8, входные краны в

ГРПШ и подают давление (значение давления выбрать из диапазона рабочего давления ГРПШ);

3) на выходном газопроводе 10 или в ГРПШ, устанавливают манометр;

4) взводят отключающий клапан;

5) открывают кран на сбросном газопроводе в ГРПШ;

6) плавно повышают выходное давление (давление контролируют по манометру, установленному на выходном газопроводе или в ГРПШ) при помощи регулятора давления установленного в ГРПШ до момента срабатывания отключающего клапана (срабатывание определяется на слух по звуку закрывшегося затвора «по щелчку», по положению штока затвора или индикатору закрытия), значение давления срабатывания должно соответствовать значению, указанному в ПС или РЭ;

7) проводят не менее 3 проверок срабатывания отключающего клапана.

Изменение давления при проверке отключающего клапана может проводиться без использования регулятора давления автономным источником через технологический штуцер или специальный клапан, установленный на коллекторе для отбора импульсов.

– проверка срабатывания отключающего клапана по понижению выходного давления:

1) подключают входной участок линии редуцирования 1 к источнику пневмодавления;

2) открывают входной кран 1 и выходной кран 8, входные краны в ГРПШ и подают давление (значение давления выбрать из диапазона рабочего давления ГРПШ);

3) на выходном газопроводе 10, или в ГРПШ, устанавливают манометр;

4) открывают кран на сбросном газопроводе ГРПШ перед последним

отключающим устройством (кран перед предохранительным клапаном должен быть закрыт);

5) взводят отключающий клапан и восстанавливают рабочее давление в выходном газопроводе регулятором, установленном в ГРПШ;

6) плавно понижают выходное давление регулятором (давление контролируют по манометру, установленному на выходном газопроводе 10 или в ГРПШ) при помощи регулятора давления установленного в ГРПШ до момента срабатывания отключающего клапана (срабатывание определяется на слух по звуку закрывшегося затвора «по щелчку», по положению штока затвора или индикатору закрытия), значение давления срабатывания должно соответствовать значению, указанному в ПС или РЭ;

7) проводят не менее 3 проверок срабатывания отключающего клапана.

#### 12.6 Проверка настройки выходного давления

Проверку настройки выходного давления осуществляют с учетом требований ПС или РЭ на регулятор давления с использованием стенда (рисунок 5) или иного источника пневмодавления в следующем порядке:

- подключают ГРПШ к стенду;
- приоткрывают кран на настроечном газопроводе линии редуцирования, кран на выходной линии ГРПШ должен быть закрыт;
- взводят отключающий клапан и контролируют повышение давления по манометру, установленному на выходном газопроводе ГРПШ;
- контролируют давление по манометру (мановакуумметру) на выходной линии – значение должно соответствовать указанному в ПС или РЭ на ГРПШ.

#### 12.7 Проверка настройки регулятора-монитора (при наличии)

Проверку настройки регулятора-монитора проводят в порядке указанном, в 12.6 с учетом требований ПС или РЭ предприятия-изготовителя на ГРПШ и регулятор-монитор, но регулятор давления

устанавливают в полностью открытом положении.

## 12.8 Проверка пропускной способности каждой линии редуцирования

Проверку проводят с целью подтверждения пропускной способности (по воздуху) каждой линии редуцирования и сравнения полученных значений с указанными в документах (включая ПС, РЭ) на ГРПШ. Допускается контроль значений проводить до одной третьей части от максимального значения, указанного в документах (включая ПС, РЭ).

Проверку пропускной способности проводят на испытательном стенде (рисунок 5) в следующем порядке:

- подготавливают стенд к работе;
- подсоединяют ГРПШ к испытательному стенду;
- подают к стенду давление в диапазоне от 0,6 до 1,2 МПа, настраивают технологический регулятор 5 на выходное давление, соответствующее проверяемому значению по расходу;
- фиксируют расход при установившихся показаниях счетчика (при стандартных условиях).

Для сравнения полученных значений с указанными в ПС или РЭ следует произвести перерасчет по формуле (1)

$$Q_G = Q_B \sqrt{\frac{\rho_G}{\rho_B}}, \quad (1)$$

где  $Q_G$  – объем газа, м<sup>3</sup>;

$Q_B$  – объем воздуха, м<sup>3</sup>;

$\rho_G$  – плотность газа, кг/ м<sup>3</sup>;

$\rho_B$  – плотность воздуха, кг/ м<sup>3</sup>.

Необходимо произвести не менее трех замеров расхода при

различных значениях выходного давления технологического регулятора.

#### 12.9 Проверка соответствия выполнения электромонтажа

Соответствие выполнения электромонтажа определяют визуальной сверкой со схемой, приведенной в КД на ГРПШ.

#### 12.10 Проверка работоспособности электрооборудования

Работоспособность электрооборудования проверяют следующим образом:

– включают электрооборудование в работу в соответствии с ПС или РЭ на него;

– проверяют функционирование электрооборудования.

Соответствие электрооборудования ГРПШ требованиям по взрывозащищенности определяют сличением данных маркировки приборов и оборудования, в том числе указанных в сопроводительной документации на них требованиям КД на ГРПШ.

#### 12.11 Проверка работоспособности отопительного оборудования

Правильность выполнения установки отопительного оборудования определяют визуальной сверкой на соответствие требованиям схеме теплоснабжения на ГРПШ.

Проверку работоспособности отопительного оборудования осуществляют следующим образом:

– вводят в действие отопительное оборудование в соответствии с ПС или РЭ на него;

– проверяют нагрев теплоотдающей поверхности;

– проверяют срабатывание автоматики безопасности при отключении подачи газа на горелку, погасании основной и запальной горелок.

#### 12.12 Проверка работоспособности системы автоматизации (при наличии)

Проверку работоспособности системы автоматизации проводит

организация, выполнившая монтаж в соответствии с ЭД (проектной документацией) на систему автоматизации. Допускается проводить проверку работоспособности после монтажа ГРПШ на объекте.

12.13 Проверка работоспособности узла измерений расхода газа (при наличии)

Проверку работоспособности узла измерений расхода газа осуществляет организация, выполнившая монтаж в соответствии с ЭД (проектной документацией) на узел измерений расхода газа.

12.14 Проверка уровня шума

Проверку уровня шума проводят на соответствие ГОСТ 34011–2016 (пункт 4.1.11) одним из следующих способов при максимальном расходе:

- в эксплуатационных условиях;
- подключив ГРПШ к стенду (рисунок 5), при условии обеспечения максимальной пропускной способности линии редуцирования ГРПШ.

Замеры проводят шумомером на открытой площадке:

- с каждой стороны шкафа на расстоянии 1 м от ГРПШ с открытыми дверцами; замеры проводят на высоте от 0,8 до 1,2 м по центру линии редуцирования.

После окончания замеров выбирают максимальное значение уровня шума и сравнивают с требованиями настоящего стандарта.

12.15 Проверка на транспортную тряску

Испытание на воздействие транспортной тряски проводят на вибростенде. Допускается проводить данное испытание транспортированием ГРПШ на грузовом автомобиле по асфальтобетонному покрытию, соответствующему требованиям, предъявляемым к дорогам общего пользования, со скоростью 50 км/ч на расстояние 200 км.

Изделия считаются выдержавшими испытания, если не будет

обнаружено механических повреждений, ослабления крепления всех элементов, не герметичности соединений и повреждения лакокрасочного покрытия.

### **13 Транспортирование и хранение**

13.1 Условия транспортирования и хранения ГРПШ принимают по группе условий хранения 4 ГОСТ 15150.

13.2 При хранении ГРПШ свыше 1 года, но не более 3 лет, переконсервацию проводят один раз в год средствами защиты ВЗ-1 для изделий группы II по ГОСТ 9.014.

13.3 Транспортировку ГРПШ осуществляют любыми видами транспортных средств. При транспортировании ГРПШ соблюдают правила перевозки, действующие для применяемого вида транспорта.

13.4 Для размещения и крепления груза на открытом подвижном составе применяют растяжки, обвязки, упорные и распорные бруски.

13.5 Растяжка (обвязка) должна состоять не менее чем из двух нитей.

Растяжки крепят одним концом за специальные элементы на изделии, другим – за скобы транспортных средств.

Количество нитей и диаметр растяжки (проволоки) подтверждают расчетом.

### **14 Указания по эксплуатации**

14.1 Перед подсоединением к газопроводу ГРПШ расконсервируют, предохранительные заглушки и пробки снимают, наружные поверхности тщательно протирают. Остатки смазки на присоединительных фланцах не допускаются.

14.2 Монтаж ГРПШ осуществляют в соответствии с проектной

документацией, утвержденной в установленном порядке, и требованиями ПС или РЭ предприятия-изготовителя.

14.3 Монтаж ГРПШ с пропускной способностью до 50 м<sup>3</sup>/ч допускается осуществлять на наружные стены газифицируемых жилых, общественных, административных и бытовых зданий независимо от степени огнестойкости и класса конструктивной пожарной опасности.

14.4 При эксплуатации ГРПШ учитывают требования настоящего стандарта. Пункт редуцирования газа шкафной должен иметь ПС и РЭ предприятия-изготовителя.

14.5 Эксплуатацию ГРПШ осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ Р 54983, [13], ПС или РЭ предприятия-изготовителя и производственных инструкций.

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

Места подключения системы телеметрии в ГРПШ допускается использовать при проведении технического обслуживания с помощью переносных приборов.

## **15 Гарантии изготовителя**

15.1 Предприятие-изготовитель должно гарантировать соответствие ГРПШ требованиям настоящего стандарта при соблюдении транспортной организацией условий транспортирования, предприятием-продавцом (производителем) – хранения, специализированной организацией – хранения, монтажа и потребителем – эксплуатации.

15.2 Гарантийный срок хранения ГРПШ – не менее 12 мес.

Гарантийный срок эксплуатации – не менее 18 мес со дня ввода



ГРПШ в эксплуатацию, при условии ввода до истечения гарантийного срока хранения.

15.3 Рекламации предъявляют в течение гарантийного срока при условии соблюдения потребителем (эксплуатирующей организацией) требований ПС или РЭ с составлением рекламационного акта, содержащего:

- наименование организации, в которой эксплуатируется ГРПШ, ее почтовый адрес;
- дату получения ГРПШ от предприятия-изготовителя;
- дату введения в эксплуатацию;
- характер повреждения и условия, при которых оно произошло;
- заключение комиссии с участием представителей Заказчика и предприятия-изготовителя.

15.4 При выходе изделия из строя в течение гарантийного периода предприятие-изготовитель проводит безвозмездный ремонт или замену комплектующих, если неисправность произошла по вине предприятия-изготовителя.

## Библиография

- [1] Технический регламент «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления», утвержден постановлением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2010 г. № 870
- [2] Федеральный закон от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании»
- [3] Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»
- [4] Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 1997 г. № 1636 «О правилах подтверждения пригодности материалов, изделий, конструкций и технологий для применения в строительстве»
- [5] Свод правил СП 42-101–2003 Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб
- [6] Свод правил СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01–2002
- [7] Свод правил СП 16.13330.2017 Стальные конструкции. Актуализированная редакция СНиП II-23–81
- [8] Свод правил СП 14.13330.2018 Строительство в сейсмических районах. Актуализированная редакция СНиП II-7–81
- [9] Свод правил СП 20.13330.2016 Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07–85
- [10] Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический

регламент о требованиях пожарной безопасности»

- [11] Свод правил                      Тепловая защита зданий. Актуализированная  
СП 50.13330.2012                      редакция СНиП 23-02–2003
- [12] Свод правил                      Проектирование тепловой защиты зданий  
СП 23-101–2004
- [13] Правила устройства электроустановок (ПУЭ), утверждены приказом  
Минэнерго России от 08 июля 2002 г. № 204
- [14] Свод правил                      Проектирование и строительство газопроводов  
СП 42-102–2004                      из металлических труб
- [15] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от  
15 марта 2016 г. № 179 «Об утверждении перечня измерений,  
относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения  
единства измерений, выполняемых при учете используемых  
энергетических ресурсов, и обязательных метрологических  
требований к ним, в том числе показателей точности измерений»
- [16] Свод правил                      Отопление, вентиляция и кондиционирование.  
СП 7.13130.2013                      Требования пожарной безопасности
- [17] Свод правил                      Электротехнические                      устройства.  
СП 76.13330.2016                      Актуализированная редакция СНиП 3.05.06–85
- [18] Приказ Минэнерго Российской Федерации от 30 июня 2003 г. № 280 г.  
«Об утверждении Инструкции по устройству молниезащиты зданий,  
сооружений и промышленных коммуникаций»
- [19] Свод правил                      Организация строительства. Актуализированная  
СП 48.13330.2011                      редакция СНиП 12-01–2004

ОКС 75.020

**Ключевые слова:** пункт редуцирования газа шкафной, общие технические условия, газораспределительная система, сеть газораспределения

---