



zakaz@gazmashstroi.ru

+7 (8452) 400-114

**Пункты редуцирования газа шкафные
«ШРП-НОРД»
Технические условия
ТУ 4859-008-52195987-09**

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

1. Основные параметры и характеристики
 2. Требования безопасности
 3. Правила приемки
 4. Методы контроля
 5. Транспортирование и хранение
 6. Указания по монтажу и эксплуатации
 7. Гарантии завода изготовителя
- Приложение А Перечень оборудования для испытаний

Введение

Настоящие технические условия распространяются на пункты редуцирования газа шкафные (в дальнейшем ГРПШ-под товарным знаком "ШРП-НОРД"), предназначенные для редуцирования высокого и среднего давления природного газа по ГОСТ 5542-2014 (до 1,2МПа включительно) до требуемых значений, а также выполнения следующих функций:

-автоматического поддержания выходного давления на заданном уровне независимо от изменений расхода и входного давления;

-автоматического прекращения подачи газа при повышении или понижении выходного давления сверх или ниже допустимых заданных значений;

-очистки газа от механических примесей;

-учет газа.

в системах газоснабжения жилых, общественных, административных, бытовых зданий, автоматизированных котельных и промышленных предприятий.

В конструкции ШРП учтены варианты следующих показателей:

-пропускной способности;

-входного и выходного давления газа;

-количество линий редуцирования;

-рекомендованное направление входа и выхода газопроводов, (ГРПШ газа по направлению входа и выхода газопроводов:

– исполнение 1 – «вход, выход газопроводов снизу»;

– исполнение 2 – «вход газопровода снизу – выход газопровода в торец »;

– исполнение 3 – «вход газопровода с торца – выход газопровода снизу»);

– исполнение 4 – «вход газопровода с торца – выход газопровода с торца».

В необходимых случаях возможно иное расположение входа и выхода, по согласованному с заказчиком техническому заданию;

-наличие узла учета;

-уровень автоматизации;

-в зависимости от климатических условий эксплуатации конструкция "ШРП-НОРД" предусматривает исполнение с теплоизолирующим покрытием внутренних поверхностей стенок шкафа, устройством для его обогрева или без них;

-сейсмического района эксплуатации.

Настоящие ТУ разработаны как следствие объединения и унификации различных технических решений в модульном исполнении. «ШРП-НОРД» являются народно-хозяйственной продукцией и изготавливаются для внутреннего рынка. "ШРП-НОРД" разработаны в соответствии с требованиями следующих документов:

-СП 62.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 "Газораспределительные системы"

-СП 42-101-2003 «Общие положения по проектированию и строительству газораспределительных систем из металлических и полиэтиленовых труб»;

-СП 42-102-2004 «Проектирование и строительство газопроводов из металлических труб»;

-Приказа Ростехнадзора от 15.11.2013 №542 об утверждении ФНП в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления",

- «Правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в РФ»,

-ТУ 4859-020-73339504-2015 «Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические условия». ОАО Газпромгазораспределение

-О безопасности машин и оборудования ТР ТС 010.2011

-ТР о безопасности сетей газораспределения и газопотребления 2010 г

- ГОСТ 34011-2016 Системы газораспределительные. Пункты газорегуляторные блочные. Пункты редуцирования газа шкафные Общие технические условия;

- Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»;

- Правила учета газа (утв. Минтопэнерго РФ 14.10.1996, зарегистрировано в Минюсте РФ 15.11.1996 № 1198;

-Вид климатического исполнения и категория эксплуатации ГРПШ должен соответствовать УХЛ1 (до -40°С) по ГОСТ 15150 (с теплоизолированными стенками)

1. Основные параметры и характеристики

Пункты редуцирования газа должны быть изготовлены по конструкторской и технологической документации предприятия-изготовителя, разработанной на основании настоящего стандарта с учетом требований ЕСКД, ЕСТД, ГОСТ 15.309.

1.1 . Требования к конструкции

ГРПШ должны соответствовать ТУ 4859-020-73339504-2015, и ГОСТ34011-2016 основные из них следующие:

1.1.1. Конструкция ГРПШ должна включать в себя:

- шкаф для размещения в нем линий редуцирования;
- линии редуцирования, состоящие из комплекса технических устройств, газопроводов, контрольно-измерительных приборов. Для ГРПШ с пропускной

способностью до 50 м³/ч допускается не предусматривать стационарные манометры. При этом, перед контрольно-измерительными приборами, предназначенными для измерения давления газа, должна предусматриваться установка контрольной арматуры для проведения технического обслуживания и метрологической поверки. Порядок и сроки проведения работ должны быть указаны в документации на прибор. Класс точности манометров должен быть не ниже 1.5.;

- узел учета газа (при необходимости);
- комплекс средств автоматизации {при необходимости};
- оборудование для обогрева шкафа (при необходимости).

Должны быть обеспечены требования к вентиляции, электроснабжению и молниезащите по ГОСТ 34011-2016

1.1.2. технологичность, работоспособность, обеспечивать надежную работу в течение всего срока эксплуатации (по ГОСТ 34011-2016 для ГРПШ не менее 30 лет);

1.1.3. ГРПШ должно быть сертифицировано в соответствии с ТР «О безопасности машин и оборудования ТР ТС 010.2011»;

1.1.4. требования к соединениям оборудования в составе ГРПШ, требования уровню шума- по СП 62.13330.2011;

1.1.5. Габаритные размеры шкафа должны быть не более указанных в ГОСТ 34011-2016 (длина 3000 мм. ширина 2000 мм. высота 2500 мм. Допускается увеличивать длину шкафа до 4500 мм при условии установки в нем узла учета газа. Допускается увеличивать высоту шкафа при условии обеспечения удобства обслуживания) и ТУ 4859-020-73339504-2015 «Пункты редуцирования газа шкафные. Общие технические условия». ОАО Газпромгазораспределение. Пункты редуцирования газа должны быть транспортабельными, а их габариты (с учетом демонтажа съемных узлов) и масса должны обеспечивать возможность перевозки.

1.1.6. наличие сертификата соответствия в СДС «ГАЗСЕРТ» (для запорной арматуры, регуляторов давления газа, предохранительной арматуры, отключающей арматуры, а также устройств очистки газа).

1.1.7. конструкция линий редуцирования должна соответствовать ГОСТ 34011-2016, требованиям промышленной, механической, электрической и пожарной безопасности, взрывобезопасности при испытаниях, монтаже, эксплуатации, а также соответствовать ГОСТ 12.1.004. ГОСТ 12.1.010. ГОСТ 12.1.019. ГОСТ 12.2.003. ГОСТ 12.2.063 - 2015. ГОСТ 12.2.091. ГОСТ 30331.3. ГОСТ 30852.04 ; Уровень шума внутри пункта редуцирования газа, создаваемый линиями редуцирования, не должен превышать 80 дБА.

1.1.8. защита металлических поверхностей должна быть осуществлена 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 - 2004. Лакокрасочные покрытия по внешнему виду должны соответствовать классу VII ГОСТ 9.032-74, по условиям эксплуатации – группе УХЛ 1 ГОСТ 9.104, а также требованиям настоящих ТУ;

1.1.9. Диаметры газопроводов на входе и выходе из ГРПШ должны определяться на основании гидравлического расчета по СП 42-101-2003. Рекомендуемая скорость движения газа не должна превышать:

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

1.1.10. Выбор типоразмера редуциционной и предохранительной арматур должен производиться на основании гидравлического расчета в соответствии с СП 42-101-2003 с учетом рекомендаций предприятия-изготовителя. редуциционная арматура, безопасность применения которой при проектировании и изготовлении, обеспечивается выполнением требований ГОСТ 12.2.063 – 2013, ГОСТ 4666 – 2015, ГОСТ 11881 – 76.

Применение арматуры из серого чугуна не допускается.

Герметичность затвора запорной, предохранительной, отключающей и редуциционной арматуры должна соответствовать классу А по ГОСТ 9544 -2015.

Технические устройства и материалы, в том числе импортные, должны иметь разрешительные документы на применение в соответствии с требованиями законодательства Таможенного союза о техническом регулировании.

1.1.11. Пропускная способность линий редуцирования должна определяться с учетом гидравлического сопротивления фильтра и фитингов. Максимальное значение падения давления на фильтре должно быть указано в сопроводительной эксплуатационной документации. Значения пропускной способности каждой линии редуцирования и ГРПШ в целом (при параллельной работе двух рабочих линий редуцирования с одним выходом) должны быть указаны в эксплуатационной документации на ГРПШ.

1.1.12. Толщина стенки труб и деталей газопроводов должна определяться расчетом на прочность в зависимости от рабочих (расчетных) параметров по СП 33.13330. 2012, СП 42-102-2004 применительно к сортаменту труб.

1.1.13. Редуциционная, предохранительная и отключающая арматуры должна иметь собственные импульсные линии за исключением случаев, когда конструкцией указанной арматуры предусмотрено наличие встроенных импульсных линий. Установка КИП непосредственно на газопроводах не рекомендуется, кроме арматуры, смонтированной перед или непосредственно на техническом устройстве. Расположение сварных соединений на газопроводе должно обеспечивать возможность проведения контроля всеми предусмотренными методами в процессе изготовления, монтажа, эксплуатации и ремонта.

1.1.14. Расстояние между соседними кольцевыми стыковыми сварными соединениями должно быть не менее 50 мм. Расстояние от началагиба трубы до края стыкового сварного шва или углового сварного шва должно быть не менее наружного диаметра трубы. Для труб с наружным диаметром до 50 мм – не менее 50 мм.

1.1.15. Длина прямого участка между сварными швами двух соседних гибов должна составлять не менее 100 мм при номинальном диаметре менее DN 150 мм и 200 мм при номинальном диаметре DN 150 мм и выше. При применении крутоизогнутых отводов допускается расположение сварных соединений в начале изогнутого участка.

1.1.16. Приварка штуцеров, бобышек, муфт, труб и других деталей в местах расположения сварных швов не допускается, расстояние до сварного соединения должно быть не менее 50 мм. Допускается диаметрально противоположное расположение штуцеров и бобышек.

1.1.17. Расстояния между фланцевыми, резьбовыми соединениями должны приниматься с учетом возможности сборки и разборки соединения.

1.1.18. Газопроводы должны монтироваться на опорах. Опоры для газопроводов следует располагать по возможности ближе к арматуре, фланцам, тройникам и местам сосредоточения нагрузок, а также к местам поворотов газопроводов. Опоры должны располагаться на расстоянии не менее 50 мм от сварного стыкового или углового шва.

1.1.19. В шкафных пунктах редуцирования газа следует предусматривать систему продувочных и сбросных газопроводов. Продувочные и сбросные газопроводы должны быть размещены:

- на входном газопроводе – после первого отключающего устройства;
- на выходном газопроводе – перед последним отключающим устройством;
- 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 за пределами ГРПШ вертикально. Конструкция оголовка должна предотвращать попадание атмосферных осадков в газопровод. При переходе продувочного газопровода из горизонтального положения в вертикальное должна быть предусмотрена возможность слива конденсата. Номинальный диаметр сбросного газопровода должен быть не менее номинального диаметра выходного патрубка предохранительной арматуры. Номинальный диаметр сбросного газопровода должен быть не менее номинального диаметра выходного патрубка предохранительной арматуры. Номинальный диаметр продувочного газопровода должен быть не менее $D_n 20$. Для ГРПШ с пропускной способностью менее $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ номинальный диаметр продувочного газопровода не должен превышать номинальный диаметр выходного газопровода импульсных газопроводах и на участке после запорного устройства перед предохранительной арматурой запрещена. Место отбора импульса должно размещаться в зоне установившегося потока газа, обеспечивать отсутствие воздействия турбулентного потока или иных негативных воздействий и располагаться на прямолинейном участке выходного газопровода, имеющего наибольший диаметр, на расстоянии не менее 4 DN от предшествующего и не менее 2 DN перед следующим источником местного сопротивления. При горизонтальном расположении газопровода место отбора импульса должно находиться на верхней образующей газопровода. Диаметр импульсного газопровода должен быть не менее 10 мм, если иное не предусмотрено предприятием-изготовителем.

Место отбора импульсов рекомендуется устанавливать внутри ГРПШ, его местоположение должно быть указано в эксплуатационной документации и на технологической схеме ГРПШ. Установка запорной арматуры на импульсных

. Допускается объединять продувочные газопроводы одинакового давления в общий продувочный газопровод.

1.2. Основные параметры линий редуцирования

Основные параметры и характеристики ШРП должны соответствовать указанным в таблице 1.

Таблица 1* Основные параметры и характеристики

№ схемы	Вид газорегуляторного пункта	Максимальная пропускная способность Q, м ³ /ч	Давление на входе Рвх, МПа	Давление на выходе Рвых, кПа	Основное газорегуляторное оборудование**
1	«ШРП-НОРД» с одной линией редуцирования ***	≤48	0,6	9,0—400	Pietro Fiorentini Термобрест
2	«ШРП-НОРД» с одной линией редуцирования	≤400	0,6	2,0-400,0	Pietro Fiorentini
3	«ШРП-НОРД» с одной линией редуцирования	>400	0,6	2,0-400,0	Pietro Fiorentini
4	«ШРП-НОРД» с основной и резервной линиями редуцирования	До 100000	1,2	2,0-400,0	Pietro Fiorentini
5	«ШРП-НОРД» с двумя линиями редуцирования, настроенными на разное выходное давление	10000-- 100000	1,2	2,0-5,0 250-400	Pietro Fiorentini
6	«ШРП-НОРД» с узлом учета расхода газа	зависит от пропускной способности установленного счетчика			Pietro Fiorentini

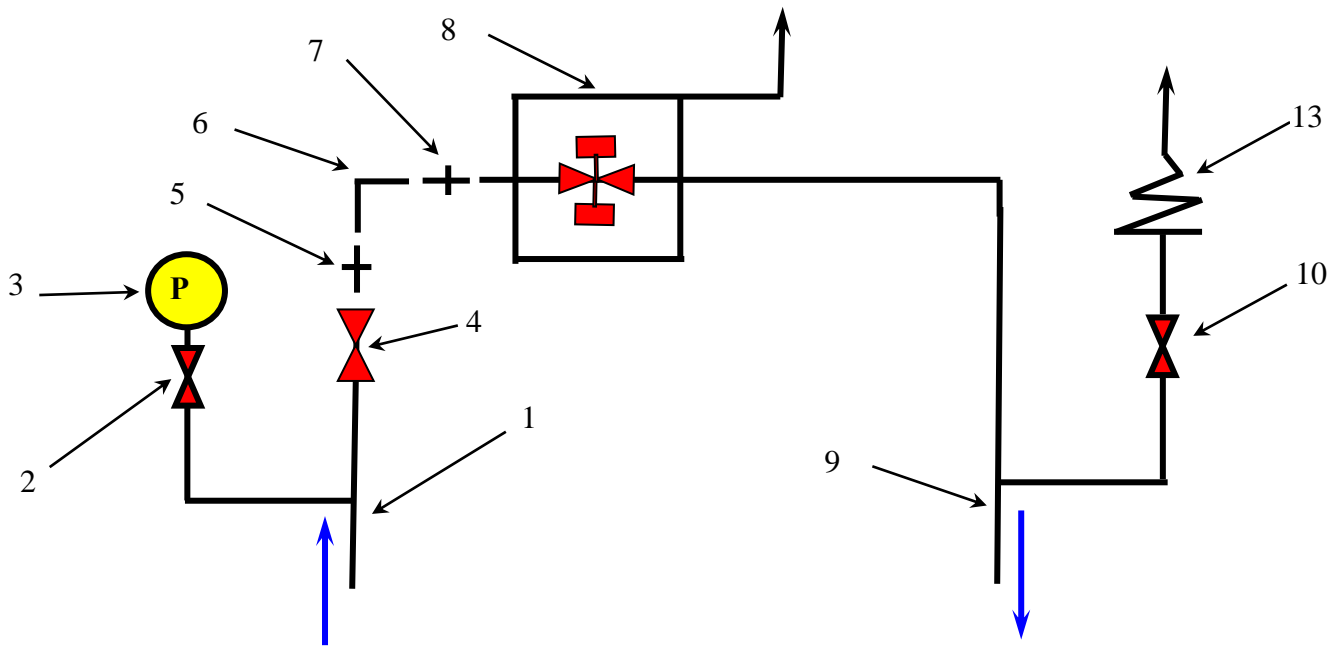
* каждая схема может иметь исполнение с теплоизолирующим покрытием внутренних поверхностей стенок шкафа, устройством для его обогрева или без них в зависимости от климатического исполнения

** - также могут применяться другие виды регуляторов

*** - поставляется только в исполнении У1

1.2.1 Пропускная способность ГРПШ, колебания давления на выходе, пределы и скорость срабатывания ПСК и ПЗК должны быть указаны в техническом задании и соответствовать ГОСТ Р 54983-2012. «Системы газораспределительные. Сети газораспределения природного газа. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация».

Рис.1 Схема 1. «ШРП-НОРД» с одной линией редуцирования ($Q \leq 48 \text{ м}^3/\text{ч}$)*



1-входной патрубок 3/4";

2-кран газовый 1/2";

3 -манометр;

4 -кран 3/4";

5, 7 - ниппель 3/4";

6-гиб резьбовой вн/вн 3/4";

8-регулятор давления со встроенным клапаном Francel (B6—B40);

9-выходной патрубок 1 1/4";

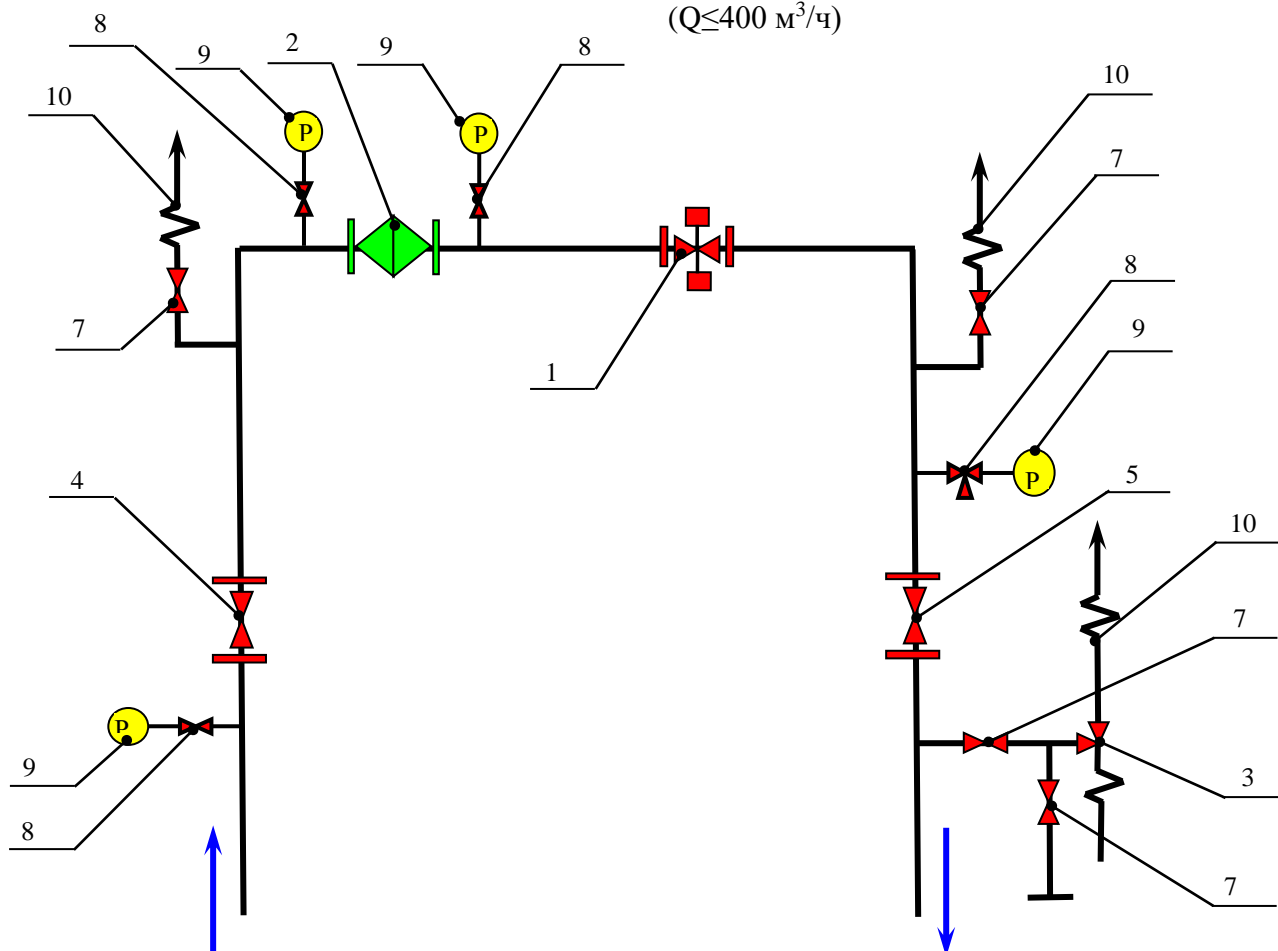
10- кран газовый 1/2";

11-спускник

*-возможен вариант с регулятором со встроенным спускником и штуцером для манометра, с горизонтальным расположением входного и выходного патрубка

Рис.2 Схема 2 Принципиальная схема «ШРП-НОРД» с одной линией редуцирования

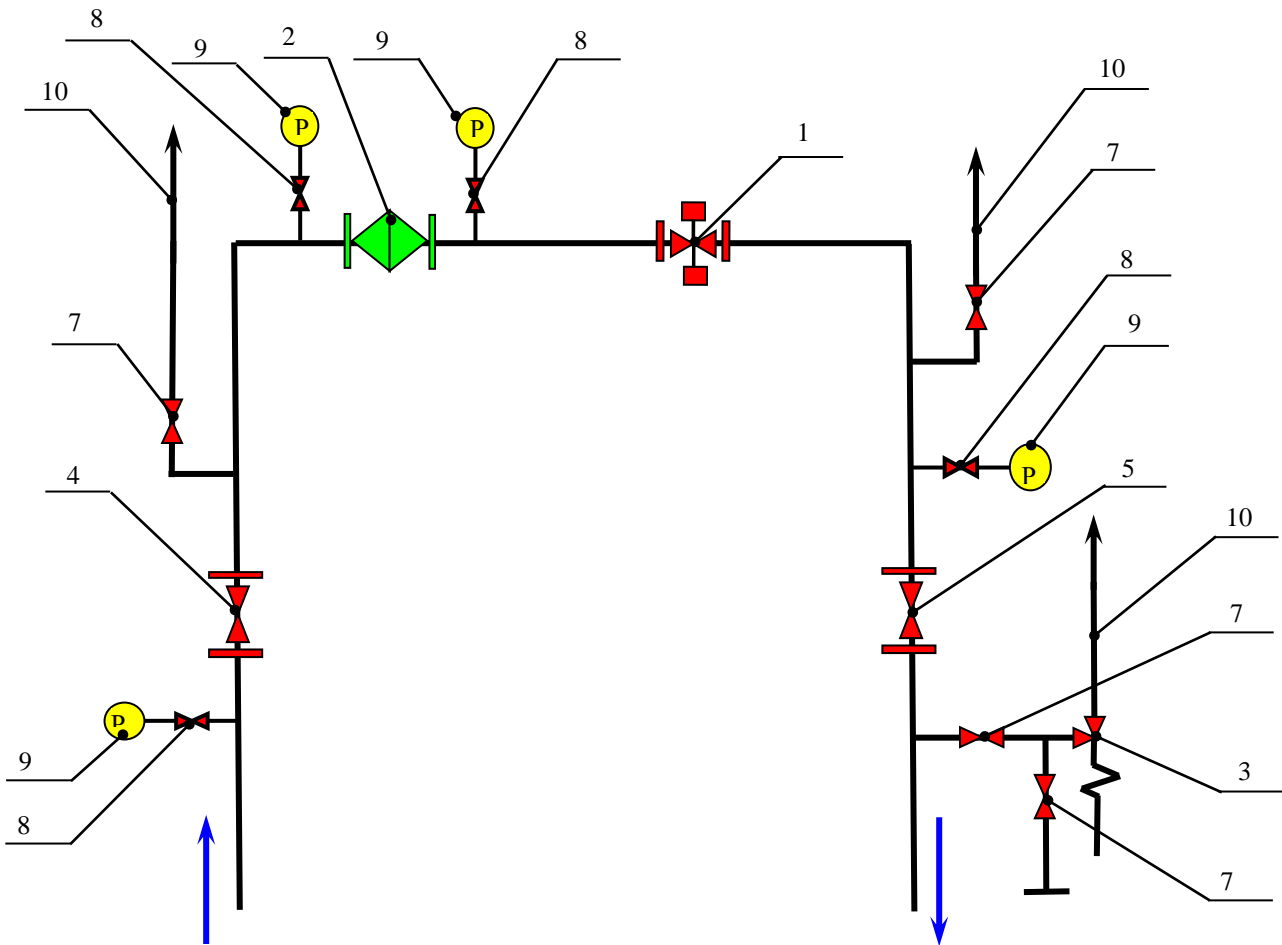
($Q \leq 400 \text{ м}^3/\text{ч}$)



Условные обозначения

1. Регулятор давления
2. Фильтр
3. ПСК
4. Кран
5. Кран
6. Кран
7. Кран
8. Кран под манометр
9. Манометр
10. Штуцер для присоединения шланга

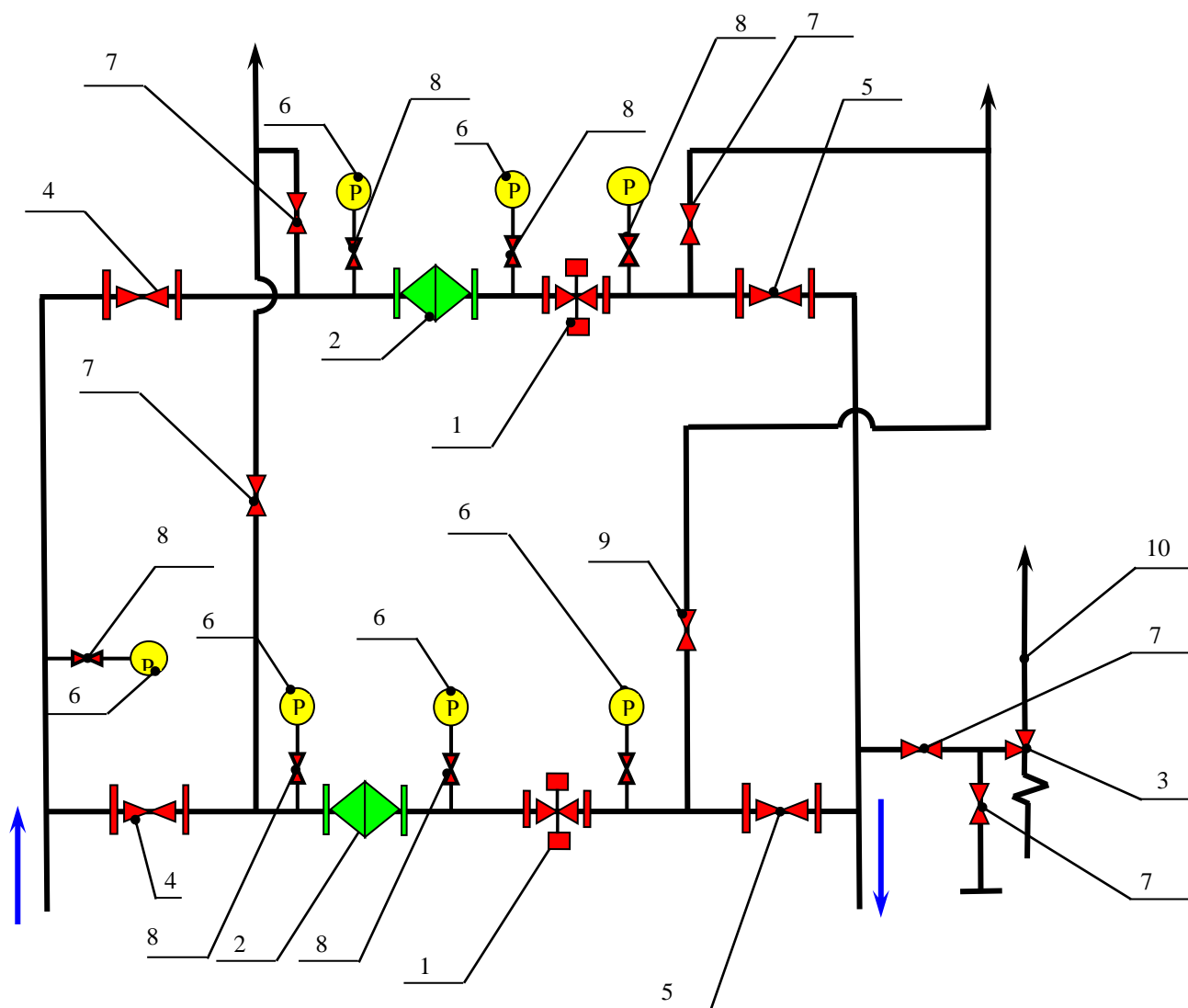
Рис.3 Схема 3 Принципиальная схема «ШРП-НОРД» с основной линией редуцирования ($Q \geq 400 \text{ м}^3/\text{ч}$)



Условные обозначения:

1. Регулятор давления
2. Фильтр
3. ПСК
4. Кран
5. Кран
6. Кран
7. Кран
8. Кран под манометр
9. Манометр

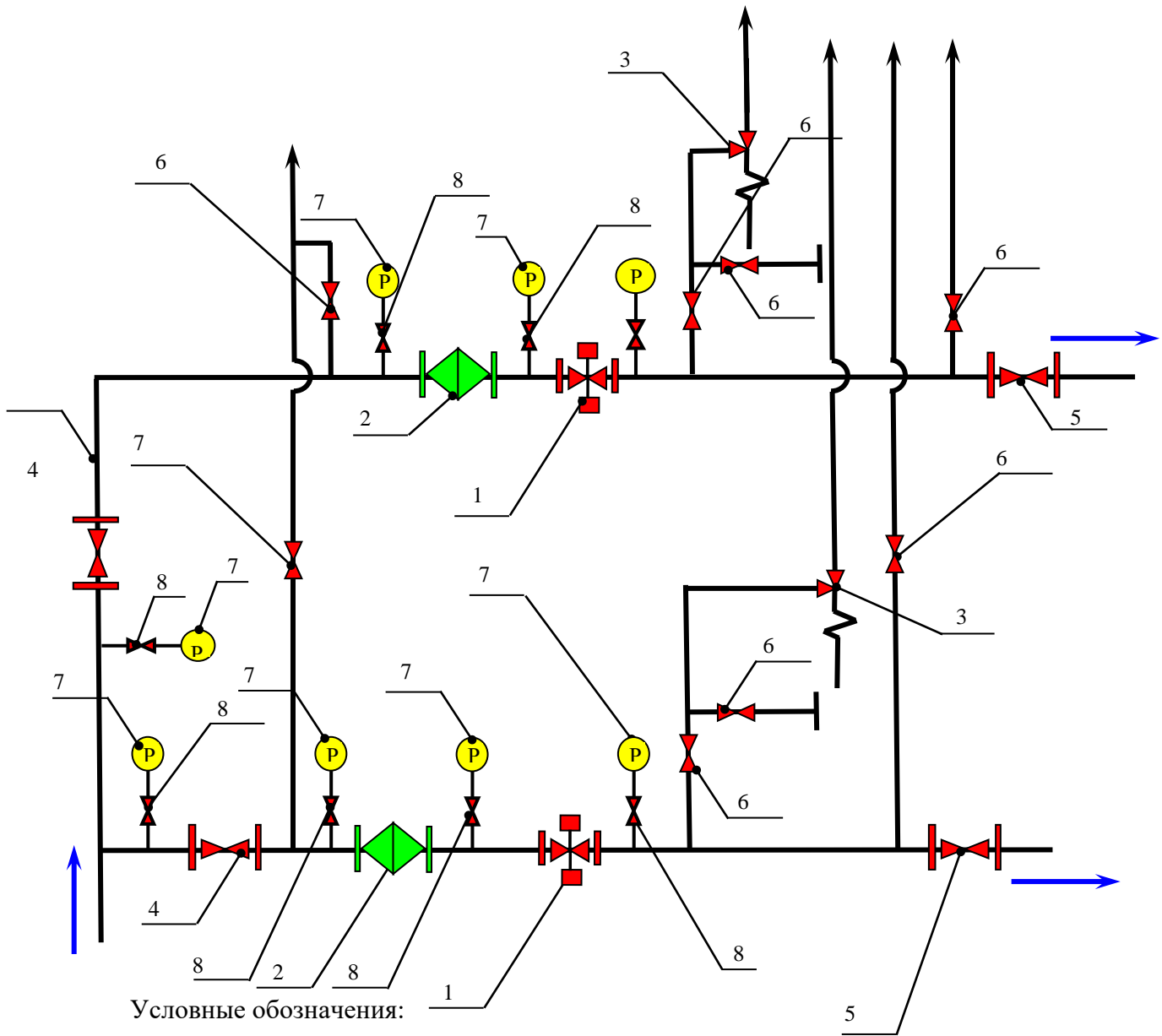
Рис.4 Схема 4 Принципиальная схема «ШРП-НОРД» с основной и резервной линиями редуцирования



Условные обозначения:

1. Регулятор давления.
2. Фильтр
3. ПСК
4. Кран
5. Кран
6. Манометр
7. Кран
8. Кран под манометр

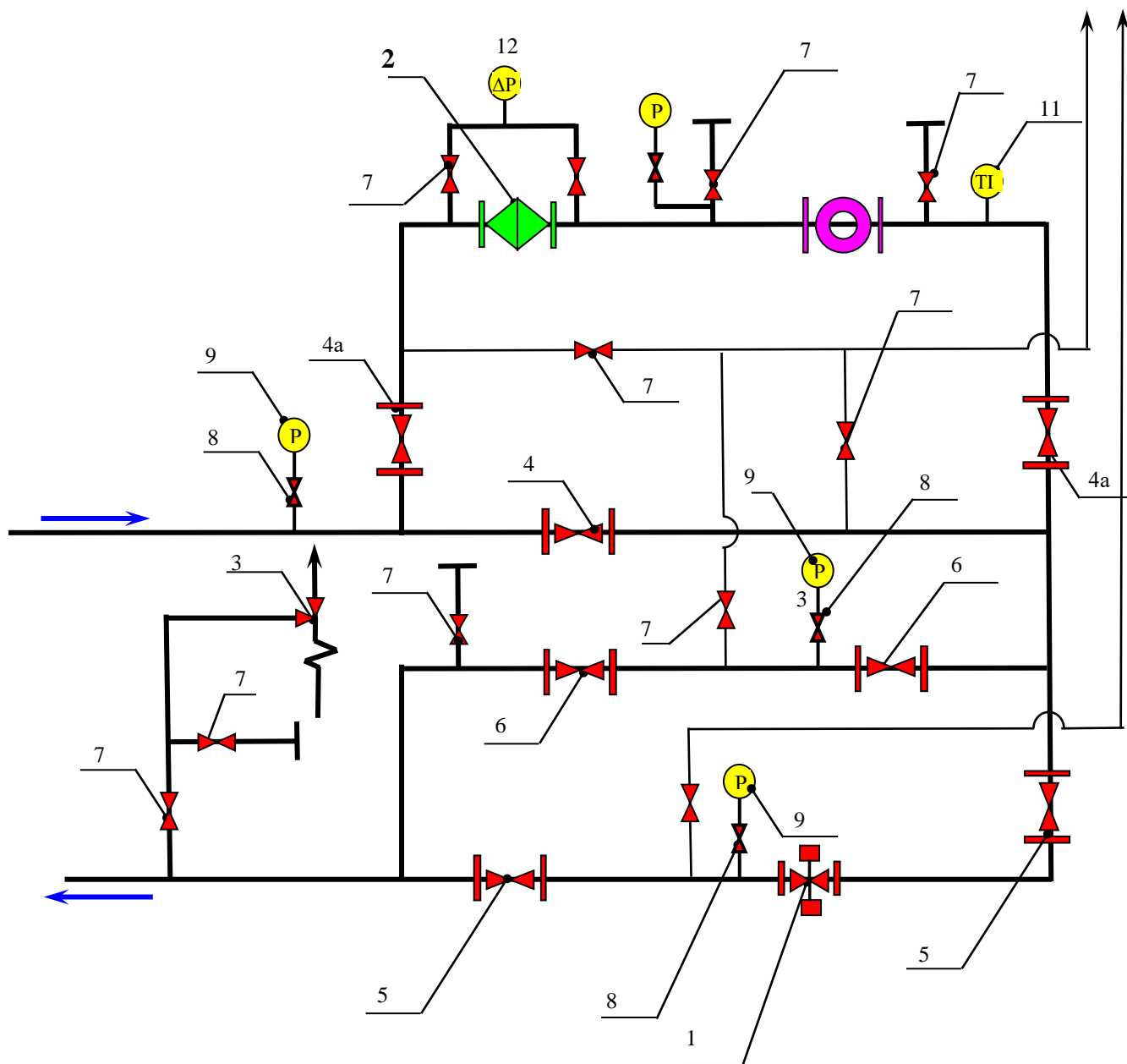
Рис 5. Схема 5. Принципиальная схема «ШРП-НОРД» с двумя линиями редуцирования, настроенными на разное выходное давление



Условные обозначения:

1. Регулятор давления
2. Фильтр
3. ПСК
4. Кран
5. Кран
6. Кран
7. Манометр
8. Кран под манометр

Рис.6 Схема 6. Принципиальная схема «ШРП-НОРД» с узлом учета расхода газа



Условные обозначения:

- | | |
|-------------------------|----------------------|
| 1. Регулятор давления | 8. Кран под манометр |
| 2. Фильтр | 9. Манометр |
| 3. ПСК | 10. Узел учета газа |
| 4. Кран входной | 11. Термодатчик |
| 4а Кран узла учета газа | 12. Дифманометр |
| 5. Кран выходной | |
| 6. Кран байпаса | |
| 7. Кран | |

*- по ТЗ заказчика может быть добавлено дополнительное контрольное оборудование

1.3. Требования к материалам и покупным изделиям:

В составе «ШРП-НОРД» должны применяться материалы, оборудование и покупные изделия, имеющие соответствующие сертификаты ГОСТ Р и необходимые разрешения на использование на территории Российской Федерации. Материалы и комплектующие изделия должны проходить входной контроль. Без входного контроля изделия к монтажу не допускаются. Качество покупных изделий должно соответствовать требованиям, установленным для них сопроводительными документами.

Основные из них следующие:

1.3.1. Требования к трубопроводной арматуре:

1.3.1.1. Трубопроводная арматура должна соответствовать требованиям ГОСТ 34011-2016, а также положениям настоящих ТУ.

- давления номинальные по ГОСТ 26349;
- номинальные диаметры по ГОСТ 28338;
- давления пробные и рабочие по ГОСТ 356;
- отличительная окраска по ГОСТ Р 52760.

1.3.1.2. Конструкция предохранительной, отключающей и редуцирующей арматуры должна обеспечивать возможность настройки параметров срабатывания без отключения потребителей и поддержания давления после ГРПШ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 54983.

1.3.1.3. Трубопроводная арматура с приводом, имеющим электрическую часть, должна соответствовать требованиям по взрывозащите в соответствии с Правилами устройства электроустановок.

1.3.1.4. Фланцы должны соответствовать требованиям ГОСТ 12815 – ГОСТ 12822.

Трубопроводная арматура должна поставляться с эксплуатационной документацией, содержащей техническое описание и инструкцию по эксплуатации.

1.3.2. Требования к соединительным деталям

1.3.2.1. Газопроводы следует изготавливать из металлических труб. Для газопроводов линий редуцирования, сбросных и продувочных газопроводов следует применять трубы по ГОСТ 8731 - 74 (группа В), ГОСТ 8732 - 78, ГОСТ 20295 - 85, ГОСТ 10704 - 91, ГОСТ 10705 - 80 (группа В), ГОСТ 8696 - 74 (группа В), ГОСТ 10706 - 76 (группа В), ГОСТ 3262. Выбор марки стали труб должен осуществляться в соответствии с СП 42-102-2004.

1.3.2.2. Соединительные детали газопроводов должны соответствовать требованиям ГОСТ 17375, ГОСТ 17376, ГОСТ 17378 – ГОСТ 17380, ГОСТ 30753, ГОСТ Р 31458, ГОСТ 8969, ГОСТ 6527 и других документов в области стандартизации.

1.3.3. Требования к системам телеметрии, сигнализации и КИП

1.3.3.1. Средства измерений, в том числе для определения расхода газа, должны соответствовать требованиям Федерального закона (Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений») Правил учета газа (Правила учета газа

(утв. Минтопэнерго РФ 14.10.1996, зарегистрировано в Минюсте РФ 15.11.1996 № 1198)
Монтаж средств измерений должен осуществляться в соответствии с эксплуатационной документацией предприятия-изготовителя.

1.3.3.2. Контрольно-измерительные приборы, системы телеметрии, телемеханизации и сигнализации должны соответствовать требованиям документации в области стандартизации и ОАО «Газпромгазораспределение». Системы должны создаваться на базе специализированных технических средств, имеющих соответствующие сертификаты и разрешения на применение. Их объем и расстановка определяется при согласовании технического задания с заказчиком. Класс точности манометров, устанавливаемых в ГРПШ, должен соответствовать требованиям ГОСТ 34011-2016

1.3.4. Требования к вентиляции

1.3.4.1. Разработка системы отопления и вентиляции ГРПШ должна быть выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 34011-2016 , СП 62.13330.2011, СП 7.13130.2013, СП 60.13330.2012, а также инструкций предприятий- изготовителей газоиспользующего оборудования.

1.4. Основные требования к технологиям, применяемым при изготовлении ГРПШ:

1.4.1. Сварные швы соединений деталей «ШРП-НОРД», работающих под давлением, должны выполняться в соответствии с технологическими картами и типовой технологической инструкции ТИ001СК ООО «Северная компания» с нормами контроля качества каждой стадии изготовления в соответствии с ИСО9001, технология сварки газопроводов должна быть аттестована, конструкция швов труб по ГОСТ 16037, металлоконструкций по ГОСТ 5264, нормы качества швов по СП42-102-2004, объем и виды контроля – по СП 62.13330.2011.

1.4.2. Монтаж фланцевых и резьбовых соединений арматуры и трубопроводов должен быть выполнен с применением уплотнительных материалов, обеспечивающих герметичность соединений на весь назначенный срок службы «ШРП-НОРД». Уплотнительные материалы не должны образовывать с природным газом химических соединений и разрушаться от его воздействия.

1.4.3. Разъемные соединения должны быть соединены с усилием, обеспечивающим герметичность соединения, и в соответствии с рекомендациями предприятия-изготовителя уплотнительного материала.

1.4.4. Технология нанесения покрытий должна обеспечивать получение свойств по VII классу ГОСТ 9.032-74, по группе условий эксплуатации УХЛ 1 ГОСТ 9.104-79.

1.5. Комплектность

В комплект поставки ГРПШ должны входить:

- пункт редуцирования газа шкафной «ШРП-НОРД» - 1 шт.(комплектация в соответствии с конструкторской документацией)*;
- паспорт на - 1 экз.;

-паспорт на регулятор давления с комплектом ЗИП (в зависимости от исполнения)-- по 1 экз.;

- паспорт на фильтр - по 1 экз;

- паспорт на ПСК – 1 экз;

- ключи от шкафа;

-копия действующей разрешительной документации (сертификат ГАЗСЕРТ, ДС

ТР ТС)

** Комплектность должна соответствовать требованиям конструкторской документации предприятия-изготовителя пунктов редуцирования газа.*

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

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

В комплект поставки следует включать:

- пункт редуцирования газа, 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 пункт редуцирования газа;

- запасные герметизирующие прокладки для разъёмных соединений, дверей и вводов коммуникаций в шкаф;

- эксплуатационную и товаросопроводительную документацию для пункта редуцирования газа, технических устройств, а также разрешительную документацию на их применение;

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

1.6. Маркировка

На внутренней боковой или несущей стороне шкафа «ШРП-НОРД», должна быть прикреплена табличка ГОСТ 12969-67 и ГОСТ 12971-67, содержащая:

- наименование или товарный знак предприятия-изготовителя;

-№ ТУ (ТУ **48 5925-008-52195987-09**)

- наименование или шифр изделия;

- рабочее давление (входное и выходное);

- пропускная способность;

- заводской номер;

-месяц и год выпуска (указаны в серийном номере)

- знак соответствия

Пример: 0209 085-заводской номер (0209- дата выпуска февраль 2009 г, 085 –порядковый номер)

Для пункта редуцирования газа, оснащенного электрооборудованием, дополнительно должны быть нанесены следующие данные:

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

На дверях шкафа должна быть нанесена несмываемая контрастная надпись (наклейка) красного цвета: «Огнеопасно — газ». На газопроводах должно быть указано (красным цветом) направление движения потока природного газа.

Транспортная маркировка ГРПШ, (при необходимости), а также отдельных элементов или пакетов, ящиков должна выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 14192 и наноситься черной несмываемой краской на фанерные либо металлические ярлыки и 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.

1.7. Упаковка

1.7.1. Упаковка ГРПШ должна обеспечивать его сохранность на период хранения и транспортировки.*

1.7.2. «ШРП-НОРД» должны отгружаться заказчику упакованными термоусадочной пленкой.

1.7.3 Выходы трубопроводов должны быть защищены от попадания влаги и грязи заглушками.

1.7.4 Наружные резьбы патрубков должны быть защищены от забоин и вмятин.

1.7.5 Прилагаемая эксплуатационная документация и комплект ключей должны быть уложены в пакет из полиэтиленовой пленки ГОСТ 10354-82. Пакет должен быть надежно закреплен на внутренней стороне дверцы шкафа или в пенале на левой стенке шкафа внутри.

*Упаковка пункта редуцирования газа должна обеспечивать его сохранность на период транспортирования и хранения и соответствовать требованиям конструкторской документации предприятия-изготовителя. Упаковка демонтируемых при транспортировании конструктивных элементов должна соответствовать требованиям ГОСТ 24597 и конструкторской документации предприятия-изготовителя.

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, контрольно-измерительных приборов в пакеты и ящики;

- маркирование и закрепление внутри шкафа отдельных изделий и пакетов:

- демонтаж, упаковку и закрепление деталей и элементов, выступающих за габариты шкафа:

- заделку мест ввода и выпуска 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.

Формирование пакетов производится в соответствии с ведомостью комплектации пункта редуцирования газа. Подготовка к транспортированию пункта редуцирования газа и тара для конструктивных элементов, транспортируемых в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности, должны отвечать требованиям ГОСТ 15846.

По согласованию с заказчиком допускается транспортирование пункта редуцирования газа без транспортировочной тары.

Присоединительные концы газопроводов на период транспортирования и хранения пункта редуцирования газа должны быть закрыты пробками, защищены герметизирующим материалом с целью предохранения от попадания грязи и посторонних предметов. Газопроводы, оканчивающиеся фланцами, должны быть закрыты заглушками. Уплотнительные поверхности фланцев и резьбы должны иметь защитное антикоррозионное покрытие.

2. Требования безопасности

2.1. «ШРП-НОРД» должны соответствовать требованиям Приказа Ростехнадзора от 15.11.2013 №542 об утверждении ФНП в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления", СП 62.13330.2011, а трубопроводная арматура должна соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.063-81, ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ, ГОСТ 12.2.003, ГОСТ Р 53672.

2.2. Все технологическое оборудование, газопроводы и запорная арматура «ШРП-НОРД» в сборе должны быть прочными и герметичными. Шкафные пункты редуцирования газа должны быть укомплектованы поверенными КИП.

2.3 Механизмы настройки регуляторов давления, предохранительных запорных клапанов, предохранительных сбросных клапанов должны быть опломбированы по ГОСТ 18677-73.

2.4 Запорная арматура должна иметь четкую маркировку и отличительную окраску.

2.5 Нормы герметичности затворов запорной арматуры должны соответствовать, СП 62.13330.2011.

2.6 Предохранительные сбросные клапаны (ПСК) и предохранительные запорные клапаны (ПЗК) должны быть настроены на заданное давление и опломбированы.

2.7 Продувочные и сбросные трубопроводы следует выводить наружу «ШРП-НОРД» и монтировать снаружи по проекту разработанному специализированной организацией, обеспечивающие безопасные условия для рассеивания газа, удовлетворяющие требованиям СП 62.13330.2011.

2.8 При установке запорной арматуры направление стрелки-указателя на корпусе запорной арматуры должно совпадать с направлением движения рабочей среды.

2.9 Газопроводы должны быть окрашены в желтый цвет по ГОСТ 14202-69.

2.10 Снаружи на видном месте корпуса «ШРП-НОРД» должна быть надпись (или наклейка) "ОГНЕОПАСНО ГАЗ".

2.12 ПЗК обеспечивает автоматическое отключение подачи газа при повышении или понижении выходного давления сверх допустимых значений.

2.13 В «ШРП-НОРД» предусмотрена естественная вытяжная вентиляция, обеспечивающая воздухообмен за счет жалюзийных отверстий (обеспечивается конструкцией). Закрывать вентиляционные отверстия запрещается.

2.14 «ШРП-НОРД» должны быть заземлены на месте монтажа в соответствии с требованиями ПУЭ ("Правила устройства электроустановок"). В проекте установки «ШРП-НОРД», при необходимости, предусмотреть молниезащиту.

2.15 Дверцы в шкафу «ШРП-НОРД» выполнены открывающимися наружу, имеют возможность фиксации в открытом положении и имеют замок.

2.16 Для обогрева «ШРП-НОРД» в холодное время года (по заявке в зависимости от климатического исполнения) предусматривается обогреватель газовый (или электрический).

2.17. При использовании газогорелочного отопления:

Расположение газоиспользующего оборудования и воздухозаборного патрубка должны соответствовать требованиям СП 62.13330.2011 и обеспечивать отсутствие возможности возгорания от источников утечек или выбросов газа, в том числе при проведении регламентных работ. Газогорелочное устройство должно быть отделено от внутреннего пространства шкафа газонепроницаемой перегородкой и крепиться к днищу шкафа. Система обогрева «ШРП-НОРД» должна обеспечивать требования промышленной безопасности и нормальную работу оборудования. Для подвода газа к обогревателю от «ШРП-НОРД» предусмотреть газопровод, кран и регулятор давления газа (при необходимости). Газоиспользующее оборудование должно быть оборудовано автоматическими устройствами безопасности. Отвод продуктов сгорания от газоиспользующего оборудования следует предусматривать в атмосферу за пределы шкафа. Конструкция газогорелочного устройства системы отопления ГРПШ должна обеспечивать:

- отключение подачи газа в случае погасания пламени;
- устойчивую работу при различных погодных условиях.

2.18. Требования к электроснабжению при использовании электрического отопления. Должны применяться электронагревательные приборы во взрывобезопасном исполнении. Электроснабжение ГРПШ должно соответствовать требованиям ГОСТ 34011-2016

2.19. Автоматика безопасности обогревателя должна обеспечивать бесперебойную и безопасную эксплуатацию, прекращение подачи газа в случае погасания пламени горелки в соответствии с требованиями нормативной документации.

2.20. Монтаж, эксплуатация, обслуживание и ремонт «ШРП-НОРД» должны производиться в соответствии с требованиями Приказа Ростехнадзора от 15.11.2013

№542 об утверждении ФНП в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления", СП 62.13330.2011 и требованиями производителей комплектующих элементов.

2.21. К работе по монтажу, эксплуатации, обслуживанию и ремонту «ШРП-НОРД» должны допускаться лица, достигшие 18 лет, прошедшие соответствующий инструктаж по технике безопасности, обученные безопасным методам и приемам выполнения работ в соответствии с требованиями Приказа Ростехнадзора от 15.11.2013 №542 об утверждении ФНП в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления", ГОСТ 12.0.004-90, СП 62.13330.2011_Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 "Газораспределительные системы" и изучившие устройство и принцип работы «ШРП-НОРД».

2.22. Безопасность окружающей среды

2.22.1. «ШРП-НОРД» при правильном монтаже и эксплуатации не оказывает отрицательного воздействия на окружающую среду.

2.22.2. Материалы конструкции «ШРП-НОРД» не оказывают опасного и вредного воздействия на организм человека.

2.22.3 Установленное оборудование отвечает требованиям безопасности в течение всего периода эксплуатации «ШРП-НОРД» при выполнении потребителем требований документов по п.2.21. и руководства по эксплуатации «ШРП-НОРД».

2.22.4. При испытаниях и монтаже ГРПШ необходимо осуществлять мероприятия и работы по охране окружающей среды в соответствии с требованиями СП 48.13330.2011. Очистка фильтрующего материала фильтра должна производиться в специальные отстойники или емкости за пределами ГРПШ с соблюдением требований правил безопасности и охраны окружающей среды. Территория площадки после монтажа и сборки ГРПШ должна быть очищена от мусора.

3. Правила приемки

3.1.1. Шкафные пункты редуцирования газа должны быть приняты ответственным за контроль этого вида продукции на предприятии изготовителе в соответствии с требованиями настоящих ТУ, ГОСТ 15.309.

3.1.2. «ШРП-НОРД» должны быть подвергнуты:

приемо-сдаточным, сертификационным (периодическим) на соответствие требованиям ГОСТ 15.309-98 и настоящих технических условий. При обнаружении в процессе испытаний несоответствия какому-либо контролируемому показателю, изделие бракуется. После устранения дефекта, «ШРП-НОРД» должен повторно подвергаться повторным приемо-сдаточным испытаниям. Шкафные пункты редуцирования газа, выдержавшие приемо-сдаточные испытания, должны быть опломбированы, а в паспорте должны быть сделаны соответствующие записи.

3.2 Приемо-сдаточные испытания

Приемо-сдаточным испытаниям на соответствие всем требованиям настоящих технических условий должен подвергаться каждый изготовленный «ШРП-НОРД» в соответствии с методами по табл. 2.

3.3 Сертификационные испытания (периодические)

Сертификационные испытания должны проводиться на одном «ШРП-НОРД» изготовленном по настоящим ТУ, и прошедшем приемо-сдаточные испытания на соответствие всем требованиям настоящих технических условий. Не реже, чем раз в три года Результаты сертификационных испытаний оформляются протоколом. Методами по табл.2

Сертификационные испытания проводят только при сертификации изделия или в рамках инспекционного контроля.

3.4 Типовые испытания

Типовые испытания должны проводиться с целью оценки эффективности и целесообразности предлагаемых изменений в конструкции или технологии изготовления, которые могут повлиять на технические характеристики. Типовые испытания проводит предприятие-изготовитель или испытательная организация по специальной программе и методике испытаний, утвержденной в установленном порядке.

Таблица 2. Объем контроля при испытаниях ГРПШ

№ п/п	Проверяемый параметр	Методы контроля	Приемо-сдаточные	Периодические
1	Внешний вид, комплектность, маркировка, упаковка	4.1	+	+
2	Контроль сварных соединений	4.2.	+	+
3	Проверка герметичности и прочности линий редуцирования и системы отопления	4.3.	+	+
4	Проверка настройки срабатывания предохранительных и защитных устройств	4.4.	+	+
5	Проверка настройки выходного давления	4.5.	+	+
6	Проверка настройки контрольного регулятора-монитора	4.6.	+	+
7	Проверка пропускной способности каждой линии редуцирования	4.7.	-	+
8	Проверка правильности выполнения электромонтажа	4.8.	+	+
9	Проверка работоспособности электрооборудования	4.9.	-	+
10	Проверка работоспособности отопительного оборудования	4.10.	-	+

11	Проверка работоспособности системы автоматизации	4.11.	-	+
12	Проверка работоспособности узла учета газа	4.12.	-	+
13	Проверка уровня шума	4.13.	-	+
14	Проверка на транспортную тряску	4.14.	-	+

4. Методы контроля

Методы контроля технологии на соответствующих стадиях изготовления применяются согласно следующим нормативным документам:

- Приказа Ростехнадзора от 15.11.2013 №542 об утверждении ФНП в области промышленной безопасности "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления",

-СП 62.13330.2011;

- ГОСТ 16037-80 Соединения сварные стальных трубопроводов. Основные типы, конструктивные элементы и размеры.

Основные и сварочные материалы, применяемые при изготовлении деталей ШРП, должны пройти входной контроль в соответствии с требованиями действующих НТД, ПТД, инструкций по входному контролю.

4.1. Внешний вид, комплектность, маркировка, упаковка

4.1.1 Внешним осмотром проверить наличие следующих документов, представленных вместе с образцом ГРПШ:

– руководство по эксплуатации (РЭ), паспорт (ПС);

– протокол контроля сварных стыков, схема сварных стыков.

4.1.2 Визуальным осмотром проверяется соответствие ГРПШ сборочному чертежу, руководству по эксплуатации 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 запорной арматуре.

Производится осмотр сварных соединений и резьбы на отсутствие трещин всех видов и направлений, наплывов, подрезов, прожогов и других технологических дефектов

4.1.3 При проверке на соответствие заявленным габаритным размерам, диаметрам входного, выходного газопроводов и сбросных, продувочных газопроводов, допустимое отклонение не должно превышать ± 1 %. Результаты проверки считаются удовлетворительными, если габариты ГРПШ соответствуют рабочим чертежам. Проверка по габаритным размерам производится рулеткой Р5Н2К ГОСТ 7502-98 на основании сборочных чертежей изделия соответствующего артикула

4.1.4. Проверка массы изделия производится на весах общего назначения с пределом измерения до 5000 кг с погрешностью 0,5 кг.

4.1.5. Контроль качества антикоррозионных покрытий на толщину, адгезию к стали и сплошность - по ГОСТ 9.602, производится внешним осмотром невооруженным глазом на расстоянии 25–30 см от контролируемой поверхности при естественном или искусственном освещении.

4.1.6 Проверка комплектности производится сверкой с данными, указанными в паспорте и техническом задании.

4.1.7. Качество и содержание маркировки проверяется внешним осмотром в соответствии с требованиями настоящих ТУ.

4.1.8. Проверку упаковки проводят внешним осмотром. Упаковка должна отвечать требованиям настоящих ТУ. Упаковывание и проверка должны производиться после завершения других испытаний.

4.2. Контроль сварных соединений

Контроль качества сварных швов газопроводов, работающих под давлением, следует производить согласно требованиям СП 62.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 "Газораспределительные системы" следующими методами:

4.2.1. Визуальный и измерительный контроль.

4.2.1.1. Визуальному и измерительному контролю подлежат все сварные соединения ШРП.

4.2.1.2. Перед визуальным контролем очистить от шлака и брызг расплавленного металла, окалины и других загрязнений сварные швы и прилегающую к ним поверхность основного металла шириной не менее 20 мм (по обе стороны шва).

4.2.1.3. Визуальный контроль производится невооруженным глазом или с помощью лупы 4—7 кратного увеличения.

4.2.1.4. Недопустимыми дефектами, выявленными при визуальном контроле сварных соединений, являются: трещины всех видов и направлений, наплывы, подрезы (более 0,5 мм), прожоги, не заваренные кратеры, скопления включений. Сварные швы должны иметь равномерную мелкочешуйчатую поверхность и плавные переходы к основному металлу;

4.2.2. Контроль сварных соединений физическими методами

Контроль физическими методами следует подвергать:

- допусковые стыки—методом РГ и механические испытания;

- стыковые соединения ШРП в объеме 100% при наружном диаметре газопровода от 50 мм и выше --УЗК;

- Применение УЗК допускается только при условии применения выборочной дублирующей проверки стыков радиографическим методом в объеме не менее 10% числа стыков, отобранных для контроля. При получении неудовлетворительных результатов РГ хотя бы на одном стыке, объем этого контроля увеличивается до 50%. В случае выявления при этом дефектных стыков все стыки, сваренные сварщиком на объектах в течение календарного месяца и проверенные УЗК, должны быть проверены РГГ.

Контроль стыков проводят радиографическим методом по ГОСТ 7512 и ультразвуковым - по ГОСТ 14782. Нормы на размеры дефектов по РТМ-1С.

4.3 Проверка герметичности и прочности линий редуцирования

4.3.1 Проверка герметичности производится после испытаний на прочность. Испытания на прочность согласно допускается производить на узлах (сборочных единицах) в процессе изготовления ГРПШ. Контроль давления следует производить по манометрам избыточного давления типа МПЗ-У 0,6 МПа; 1,6 МПа; 2,5 МПа; 4,0 МПа класса точности до 0,6 по ТУ 25.02.180335-84. (методика испытаний на основе СП 62.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 "Газораспределительные системы") Испытания должны проводиться при установившемся давлении в течение времени, необходимого для осмотра ГРПШ, но не менее 5 мин. Повышение давления должно производиться со скоростью не более 0,5 МПа/мин. Если арматура не рассчитана на испытательное давление, то вместо нее на период испытаний следует устанавливать катушки, заглушки. Перед испытанием внутренняя поверхность газопроводов должна быть продута сжатым воздухом.

4.3.2 Проверка линий редуцирования на герметичность осуществляется пневматическим давлением, допускается проведение гидроиспытаний. Испытательное давление должно соответствовать значениям, указанным в таблице 3

Табл.3. Значения испытательного давления в зависимости от рабочего давления газа

Рабочее давление, МПа	Давление испытаний, МПа
Менее 0,005 включ.	0,3
Св. 0,005 до 0,3 “	0,45
Св. 0,3 до 0,6 включ.	0,75
Св. 0,6 до 1,2	1,5

Результаты испытания на герметичность считают положительными, если в течение испытания давление в газопроводе не меняется, то есть не фиксируется видимое падение давления манометром класса точности 0,6, а по манометрам класса точности 0,15 и 0,4, а также жидкостным манометром падение давления фиксируется в пределах одного деления шкалы.

Испытания выполняются в следующей последовательности:

– **проверка входного участка линии редуцирования:**

1) установить заглушку или закрыть запорную арматуру перед участком с иным давлением;

2) подключить входной участок линии редуцирования к источнику пневмодавления;

3) регулятором давления источника пневмодавления установить требуемое значение давления испытания, согласно таблице 3, контролируя давления по манометру;

4) открыть выходной кран, входные краны в ГРПШ и подать давление, давление контролировать по манометру;

5) места соединений проверить с помощью пенообразующего раствора;

6) закрыть выходной кран ;

7) сбросить избыточное давление через сбросной газопровод в ГРПШ до атмосферного;

– **проверка выходного участка линии редуцирования:**

- 1) установить заглушку или закрыть запорную арматуру перед участком с иным давлением;
- 2) подключить выходной участок линии редуцирования к источнику пневмодвдения;
- 3) регулятором давления источника пневмодавления установить требуемое значение давления испытания, согласно таблице 3, контролируя давления по манометру;
- 4) открыть выходной кран, выходные краны в ГРПШ и подать давление, давление контролировать по манометру;
- 5) места соединений проверить с помощью пенообразующего раствора;
- 6) закрыть выходной кран;
- 7) сбросить избыточное давление через сбросной газопровод в ГРПШ до атмосферного.

7.4. Проверка настройки срабатывания

7.4.1. предохранительных устройств

Проверка производится с использованием стенда или иного источника пневмодавления. Проверка давления срабатывания предохранительной арматуры (ПСК) согласно осуществляется с учетом требований эксплуатационной документации на ПСК в следующем порядке:

– на выходе сбросного газопровода установить гибкую трубку диаметром 10 мм с отметкой 10 мм от свободного конца, конец трубки опустить в емкость с водой до отметки;

– подать давление в выходной газопровод или подключить источник пневмодавления к штуцеру перед ПСК. Давление контролировать по манометру (мановакуумметру);

– регулятором давления газа (на линии редуцирования или на автономном источнике давления) плавно повысить давление до срабатывания ПСК;

– начало срабатывания ПСК определяется по появлению пузырьков воздуха и стрелке манометра, когда ПСК откроется, стрелка должна опуститься в сторону наименьшего давления. Значение давления срабатывания должно соответствовать значению, указанному в эксплуатационной документации на ГРПШ (ПСК);

– давление закрытия определяется при понижении давления перед ПСК (регулятором давления) до прекращения выхода пузырьков. Производится не менее 3 проверок срабатывания ПСК

4.4.2. Проверка настройки срабатывания защитных устройств

Проверка срабатывания отключающей арматуры (ПЗК) согласно при понижении или повышении выходного давления производится с учетом требований эксплуатационной документации на ПЗК с использованием стенда или иного источника пневмодавления.

Испытания производятся по проверке (подтверждению) установленных на ПЗК значений срабатывания. Испытания производятся после проверки давления настройки регулятора давления и контрольного регулятора. Испытания производятся в следующем порядке:

- проверка давления срабатывания ПЗК по повышению выходного давления:

1) подключить входной участок линии редуцирования к источнику пневмодавления;

2) открыть входной кран и выходной кран, входные краны в ГРПШ и подать давление (значение давления выбрать из диапазона рабочего давления ГРПШ);

3) на выходном газопроводе, либо в ГРПШ, установить манометр;

4) взвести ПЗК;

5) открыть кран на сбросном газопроводе в ГРПШ;

6) плавно повысить выходное давление (давление контролировать по манометру, установленному на выходном газопроводе, либо в ГРПШ) при помощи регулятора давления газа установленного в ГРПШ до момента срабатывания ПЗК (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 эксплуатационной документации;

7) произвести несколько (не менее 3) проверок срабатывания ПЗК. Изменение давления при проверке ПЗК может производиться без использования регулятора давления газа автономным источником через технологический штуцер или специальный клапан, установленный на коллекторе для отбора импульсов.

- проверка срабатывания ПЗК по понижению выходного давления:

1) подключить входной участок линии редуцирования к источнику пневмодавления;

2) открыть входной кран и выходной кран, входные краны в ГРПШ и подать давление (значение давления выбрать из диапазона рабочего давления ГРПШ);

3) на выходном газопроводе, либо в ГРПШ, установить манометр;

4) открыть кран на сбросном газопроводе ГРПШ перед последним отключающим устройством (кран перед предохранительной арматурой (ПСК) должен быть закрыт);

5) взвести ПЗК и восстановить рабочее давление в выходном газопроводе регулятором установленном в ГРПШ;

6) плавно понизить выходное давление регулятором (давление контролировать по манометру, установленному на выходном газопроводе, либо в ГРПШ) при помощи регулятора давления газа установленного в ГРПШ до момента срабатывания ПЗК (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 эксплуатационной документации;

7) произвести несколько (не менее 3) проверок срабатывания ПЗК.

4.5. Проверка настройки выходного давления

Проверка настройки выходного давления осуществляется с учетом требований эксплуатационной документации на регулятор давления газа с использованием стенда или иного источника пневмодавления в следующем порядке:

– подключить ГРПШ к стенду;

– приоткрыть кран на настроечном газопроводе («свече») линии редуцирования, кран на выходной линии ГРПШ должен быть закрыт;

- взвести ПЗК и проконтролировать повышение давления по манометру, установленному на выходном газопроводе ГРПШ;
- проконтролировать давление по манометру (мановакуумметру) на выходной линии – значение должно соответствовать указанному в эксплуатационной документации на ГРПШ.

4.6. Проверка настройки контрольного регулятора.

Проверка настройки контрольного регулятора, производится в порядке указанном в 4.5 с учетом требований эксплуатационной документации на ГРПШ и контрольный регулятор, но регулятор давления необходимо установить в полностью открытом положении.

4.7. Проверка пропускной способности каждой линии редуцирования

Проверка производится с целью подтверждения пропускной способности (по воздуху) каждой линии редуцирования и сравнения полученных значений с указанными в эксплуатационной документации на ГРПШ. Допускается контроль значений производить до одной третьей части от максимального значения указанного в эксплуатационной документации или определив значение коэффициента пропускной способности. Проверка пропускной способности согласно производится на

испытательном стенде в следующем порядке:

- подготовить стенд к работе;
- подсоединить ГРПШ к испытательному стенду;
- подать к стенду давление в диапазоне от 0,6 до 1,2 МПа, настроить технологический регулятор на выходное давление, соответствующее проверяемому значению по расходу;
- зафиксировать расход при установившихся показаниях счетчика (при стандартных условиях).

Для сравнения полученных значений с указанными в эксплуатационной документации следует произвести перерасчет формуле

$$Q_{г} = Q_{в} \sqrt{\frac{\rho_{г}}{\rho_{в}}}$$

где $Q_{г}$ – объем газа,

$Q_{в}$ – объем воздуха,

$\rho_{г}$ – плотность газа,

$\rho_{в}$ – плотность воздуха.

Необходимо произвести не менее трех замеров расхода при различных значениях выходного давления технологического регулятора.

4.8. Проверка правильности выполнения электромонтажа

Правильность выполнения электромонтажа определяют визуально сверкой на соответствие требованиям комплекта рабочих чертежей на ГРПШ.

4.9 Проверка работоспособности электрооборудования

Работоспособность электрооборудования проверяется следующим образом:

- включить электрооборудование в работу в соответствии с эксплуатационной документацией на него;
- проверить функционирование электрооборудования.

Соответствие электрооборудования ГРПШ требованиям по взрывозащите определяют сличением данных маркировки приборов и оборудования, в том числе указанных в

сопроводительной документации на них требованиям конструкторской документации на ГРПШ.

4.10. Проверка работоспособности отопительного оборудования

Проверку работоспособности отопительного оборудования производят следующим образом:

- ввести в действие отопительное оборудование в соответствии с эксплуатационной документацией на него;
- проверить нагрев теплоотдающей поверхности;
- проверить срабатывание автоматики безопасности при отключении подачи газа на горелку, погасании основной и запальной горелок.

4.11. Проверка работоспособности системы автоматизации

Проверка работоспособности системы автоматизации производится организацией, выполнившей монтаж в соответствии с эксплуатационной (проектной) документацией на систему автоматизации. Допускается производить проверку работоспособности после монтажа ГРПШ на объекте.

4.12. Проверка работоспособности узла учета газа

Проверка работоспособности узла учета газа по производится одновременно с проверкой пропускной способности. Необходимо удостовериться, что счетчик показывает расход при пропускании воздуха через него. Так же проверку на пропускную способность, производится в эксплуатационных условиях по показаниям узла учета расхода газа, установленного у потребителя

4.13. Проверка уровня шума

Проверка уровня шума производится проверкой расчетом, а также одним из следующих способов при максимальном расходе:

Замеры производить шумомером на открытой площадке:

- с каждой стороны шкафа на расстоянии 1 м от ГРПШ с открытыми дверцами; замеры должны производиться на высоте от 0,8 до 1,2 м по центру линии редуцирования. После окончания замеров выбирается максимальное значение уровня шума и сравнивается с требованиями ГОСТ 34011-2016.

4.14. Проверка на транспортную тряску

Испытание на воздействие транспортной тряски согласно проводится на вибростенде. Допускается производить 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, негерметичности соединений и повреждения лакокрасочного покрытия

5. Транспортирование и хранение

5.1 Транспортирование ГРПШ может производиться всеми видами транспорта, в соответствии с правилами перевозки грузов, действующими на этих видах транспорта.

5.2 Условия транспортирования и хранения в части воздействия климатических факторов внешней среды должны соответствовать условиям хранения 4(ОЖЭ) ГОСТ 15150-69.

5.3 При транспортировке должна обеспечиваться целостность и неподвижность технологического оборудования и газопроводов ГРПШ. Для размещения и крепления груза на открытом подвижном составе должны применяться растяжки, обвязки, упорные и распорные бруски. Растяжка (обвязка) должна состоять не менее чем из двух нитей.

Растяжки крепятся одним концом за специальные элементы на каркасе изделия, другим – за скобы транспортных средств.

5.4 При длительном хранении ГРПШ переконсервацию необходимо производить один раз в год средствами защиты ВЗ-1 для изделий группы 2 входящих в состав ГРПШ ГОСТ 9.014-78. В случае если ГРПШ хранится с закрытыми ПЭ пленкой ЖР, в условиях повышенной влажности, необходима консервация типа ВЗ-10 (Защита с помощью статического осушения воздуха изделий из черных и цветных металлов). Их расчета 1 кг силикогеля на м³ воздушного объема. Индикатором наполнения влагой силикагеля, в некоторых случаях, служит «визуальный индикатор», который меняет цвет, когда необходимо произвести замену мешочка или увеличение веса мешочка силикагеля на 30%.

5.5 Срок защиты без переконсервации - не более одного года.

5.6. Для хранения и транспортировки используется упаковка пленкой (категория ВУ-3- только ПЭ упаковка или термоусадочная пленка по ГОСТ 9.014-78). Упаковка на весь срок хранения и транспортировку в части воздействия механических факторов – С (средние) по ГОСТ 23170. Сохранность упаковки проверяется и ежегодно (1 раз в год) и при перемене мест хранения. При обнаружении повреждений упаковки-упаковка наносится заново.

6. Указания по монтажу и эксплуатации

6.1 Перед подсоединением к газопроводу ГРПШ должен быть расконсервирован, предохранительные заглушки сняты, наружные поверхности тщательно протерты. Остатки смазки на присоединительных патрубках не допускаются.

6.2 ГРПШ должен быть установлен в соответствии с проектом, утвержденным в установленном порядке.

6.3 Эксплуатироваться в газовых хозяйствах может только тот ГРПШ, который соответствует требованиям действующих нормативных документов, настоящих технических условий и имеет подлинную сопроводительную документацию предприятия-изготовителя.

6.4 Монтаж и эксплуатация ГРПШ должны осуществляться в соответствии с требованиями рабочего проекта, утвержденным в установленном порядке и требованиями РЭ на ГРПШ.

6.5 Эксплуатация ГРПШ должна осуществляться в соответствии с требованиями Приказа Ростехнадзора от 15.11.2013 №542 об утверждении ФНП в области промышленной безопасности, "Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления", СП 62.13330.2011, ГОСТ Р 54983, ПУЭ, руководства по эксплуатации установленного оборудования в составе ГРПШ и производственных инструкций, должны регулярно проводиться работы в сроки, установленные графиком, утвержденным ответственным лицом, основные из них следующие:

- внешний осмотр оборудования, при необходимости - очистка от загрязнений;
- проверка по манометру величины давления газа после регулятора, засоренности фильтра;

- проверка величины параметра срабатывания ПЗК регулятора;
- проверка отсутствия утечек газа, при выявлении их устранение.

Разборка и очистка фильтра должны производиться при техническом обслуживании, в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ и материалов.

6.6. ТО и ремонт комплектующих (регуляторов, ПЗК, и пр.) устанавливаются соответствующей эксплуатационной документацией.

7. Гарантии изготовителя (поставщика)

7.1. Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие ШРП настоящих технических условий при соблюдении потребителем условий эксплуатации, транспортирования и хранения.

7.2. Изготовитель гарантирует нормальную работу ШРП в течение **12 месяцев** со дня начала эксплуатации, но не более **18 месяцев** со дня ввода в эксплуатацию, но не более 24 месяцев со дня изготовления, при соблюдении потребителем правил эксплуатации и хранения.

Рекламации предъявляются в течение гарантийного срока при условии соблюдения потребителем (эксплуатирующей организацией) требований эксплуатационной документации 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 представителя заинтересованной стороны.

Рекламация рассматривается в течение 14 дней со дня письменного извещения о неисправности.

В случае отказа регулятора в течение гарантийного срока, изготовитель производит бесплатный ремонт или замену изделия. Замена или ремонт любой части из деталей в течение гарантийного срока не продлевает его. Гарантийные обязательства не предусматривают выплату каких-либо компенсаций, даже в случае ущерба, причиненного людям или имуществу. Изготовитель может отказать в случае:

- наличия механических повреждений, дефектов, вызванных несоблюдением правил эксплуатации и технического обслуживания, транспортировки и хранения;

- нарушения сохранности заводских гарантийных пломб комплектующих;

- самостоятельного ремонта или изменения внутреннего устройства товара и подобные действия;

- дефектов вызванных стихийными бедствиями- пожаром и т.п.

- отсутствия руководства по эксплуатации на изделие;

- отсутствия договора на пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию с организацией, имеющей лицензию на производство таких работ

Гарантия не распространяется:

- на комплектующие изделия, имеющие свой срок гарантии, установленный предприятием изготовителем;

- на детали и сборочные единицы технических устройств и приборов, требующие периодической замены и срок службы которых зависит от условий эксплуатации.

7.3. Срок службы ШРП – не менее **40** лет. Изготовитель гарантирует соответствие ШРП требованиям настоящего стандарта при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

При обнаружении неисправностей в работе ШРП потребитель обязан, сообщить в сервисную службу предприятия поставщика газа. Решение о гарантийной или платной форме выполнения ремонта в течение гарантийного срока принимается работником сервисной службы после установления причин неисправности.